

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и
продуктов переработки»
 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Методы повышения производительности дожимной компрессорной станции газового промысла 4 на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении»

УДК 622.279.51-048.78(571.121)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5А	Аккуратов Иван Евгеньевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Верёвкин А.В.	к.т.н, доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОСГН	Трубникова Н.В.	д.и.н, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД ШБИП	Черемискина М.С.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		

ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА 21.03.01 Нефтегазовое дело

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11).
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазопромыслового оборудования	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22).
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).
<i>в области проектной деятельности</i>		
P8	Использовать стандартные программные средства для	Требования ФГОС ВО,

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е).
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»		
Р9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".
Р10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".
Р11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР

_____ Брусник О.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ **на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5А	Аккуратову Ивану Евгеньевичу

Тема работы:

«Методы повышения производительности дожимной компрессорной станции газового промысла №4 Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

*(наименование объекта исследования или проектирования;
 производительность или нагрузка; режим работы
 (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид
 сырья или материал изделия; требования к продукту,
 изделию или процессу; особые требования к особенностям
 функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в
 плане безопасности эксплуатации, влияния на
 окружающую среду, энергозатратам; экономический
 анализ и т. д.).*

Дожимная компрессорная станция газового
 промысла №4 Ямбургского
 нефтегазоконденсатного месторождения

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Исследование методов повышения производительности дожимной компрессорной станции в условиях снижающегося давления газа.</p>
--	--

<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
--	--

<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Трубникова Н.В., профессор ОСГН
«Социальная ответственность»	Черемискина М.С., ассистент ООД ШБИП

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	
--	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Верёвкин А.В.	к.т.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5А	Аккуратов И.Е.		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Уровень образования бакалавриат
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2018/2019 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
10.02.2019	Получение задания	10
25.02.2019	Ознакомление с нормативно-технической документацией	15
15.03.2019	Анализ назначения ДКС	15
01.04.2019	Анализ характеристик ДКС	10
14.04.2019	Расчётно-аналитическая часть	10
27.04.2019	Финансовый менеджмент	10
14.05.2019	Социальная ответственность	10
19.05.2019	Заключение	20
	Итого	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Верёвкин А.В.	к.т.н, доцент		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5А	Аккуратов Иван Евгеньевич

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело /эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p><i>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения); – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы); – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу); – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера). 	<p><i>Рабочее место – дожимная компрессорная станция.</i></p> <p><i>Оборудование: газоперекачивающие агрегаты.</i></p> <p><i>Вредные факторы:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – повышенный уровень шума на рабочем месте; – повышенный уровень вибрации. <p><i>Опасные факторы:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – повышенная температура маслосистемы; – повышенные давления; – пожароопасность; – наличие вращающихся механизмов. <p><i>Воздействие на окружающую среду:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – загрязнение атмосферы; – загрязнение гидросферы; – загрязнение литосферы. <p><i>Возникновение чрезвычайных ситуаций:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – аварийная остановка при выходе из строя крейцкопфа; – нарушение рабочего режима маслосистемы; – аварийная остановка при превышении уровня вибрации; – пожар при повреждении системы подачи газа.
<p><i>1. Перечень законодательных и нормативных документов по теме</i></p>	<p><i>ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.</i></p> <p><i>ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.</i></p> <p><i>ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования.</i></p> <p><i>ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Общие требования.</i></p> <p><i>ГОСТ 12.2.062-81. Оборудование производственное. Ограждения</i></p>

	<p>защитные.</p> <p>СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) 	<p>Физико-химическая природа вредных факторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> – повышенные уровни шума; – повышенные уровни вибрации. <p>Действие факторов на организм человека:</p> <ul style="list-style-type: none"> – ухудшение слуха; – влияние на нервную систему; – раздражение человека; – нарушение работы сердечно-сосудистой системы; – головные боли; – тошнота. <p>Средства коллективной защиты:</p> <ul style="list-style-type: none"> – шумопоглощающая изоляция; – звукоизолирующие кожухи; – активные средства виброзащиты. <p>Средства индивидуальной защиты:</p> <ul style="list-style-type: none"> – противошумные наушники; – противошумные вкладыши; – вибродемпфирующие перчатки; – рукавицы.
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения) 	<p>Источники опасных факторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> – работающие клапаны; – маслосистема; <p>Средства защиты:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защитные экраны; – термостойкие перчатки; – системы пожаротушения. <p>Причины пожаров:</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические повреждения патрубков; – утечка газа. <p>Профилактические мероприятия:</p> <ul style="list-style-type: none"> – обучение пожарной ТБ; – контроль оборудования. <p>Первичные средства пожаротушения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – огнетушитель; – песок.
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>Защита селитебной зоны: учёт санитарно-защитной зоны при строительстве газоперекачивающих станций.</p> <p>Воздействие на атмосферу:</p> <p>выбросы продуктов сгорания топлива, содержащие:</p> <ul style="list-style-type: none"> – продукты полного сгорания горючих компонентов топлива; – компоненты неполного сгорания топлива.

	<p><i>Воздействие на гидросферу:</i> возможный разлив смазочно-охлаждающих жидкостей.</p> <p><i>Воздействие на литосферу:</i> твёрдые бытовые отходы при техническом обслуживании и ремонте газотурбинных установок.</p> <p><i>Решения по обеспечению экологической безопасности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – соблюдение инструкций при операциях по наливу и сливу смазочно-охлаждающих жидкостей; – все работники должны быть обучены безопасности труда в соответствии с ГОСТ 12.0.004-90; – применение индивидуальных средств защиты по типовым отраслевым нормам при работе с нефтепродуктами.
<p><i>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	<p><i>Возможные ЧС на объекте:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – аварийная остановка при превышении уровня вибрации; – аварийная остановка при превышении уровня шума; – аварийная остановка при превышении допустимой температуры деталей компрессора. <p><i>В случае возникновения аварийной ситуации необходимо действовать согласно инструкции, предписанной данному предприятию на случай ЧС.</i></p>
<p><i>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p><i>Правила безопасного ведения работ регламентируются ПБ 12-368-00 "Правила безопасности в газовом хозяйстве". Допуск к работе имеют лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование в установленном порядке и не имеющие противопоказаний к выполнению данного вида работ, обученные безопасным методам и приёмам работы, применение СИЗ, правилам и приёмам оказания первой медицинской помощи пострадавшим и прошедшие проверку знаний в установленном порядке.</i></p> <p><i>Действующая с 1 января 2014 года редакция ТК РФ определяет, что работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, положены следующие гарантии и компенсации:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <i>1) сокращённая продолжительность рабочего времени с возможностью выплаты денежной компенсации за работу в пределах общеустановленной 40-часовой рабочей недели (ст. 92 ТК РФ);</i> <i>2) ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск работникам с возможностью выплаты компенсации за часть такого отпуска, превышающую</i>

	минимальную продолжительность (ст. 117 ТК РФ); 3) повышенная оплата труда работников (ст. 147 ТК РФ).
--	--

Перечень графического материала:

При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	
--	--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД ШБИП	Черемискина Мария Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5А	Аккуратов Иван Евгеньевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5А	Аккуратов Иван Евгеньевич

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавр	Направление	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Задание

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Материально-технические: 30000 руб. Человеческие: 2 человека., совокупная стоимость: заработная плата и социальные отчисления - 254616 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Учитываются следующие нормы и нормативы оплат труда: 22% надбавки за профессиональное мастерство; 25% премии за участие в научных конференциях; 1,3 районный коэффициент.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	27,1% отчисления во внебюджетные фонды.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования, оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований; определение возможных альтернатив проведения научных исследований.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Бюджет научно – технического исследования (НТИ) 1. Структура работ в рамках научного исследования; 2. Определение трудоемкости выполнения работ; 3. Разработка графика проведения научного исследования; 4. Основная заработная плата исполнителей темы Бюджет научно- технического исследования;

	5.Формирование бюджета научно-технического исследования.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	1.Расчет интегрального показателя финансовой эффективности разработки; 2.Расчет интегральных показателей ресурсоэффективности вариантов исполнения объектов исследования.
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
1. Оценка конкурентоспособности технических решений 2. Матрица SWOT 3. Альтернативы проведения НИ 4. График проведения и бюджет НИ 5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Трубникова Н.В.	д.и.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5А	Аккуратов Иван Евгеньевич		

Реферат

Выпускная квалификационная работа представлена на 106 с., 22 рис., 20 табл., 38 источников.

Ключевые слова: дожимная компрессорная станция, газоперекачивающий агрегат, газотурбинный двигатель, аппарат воздушного охлаждения, газовый фильтр-сепаратор, пылеуловитель, компримирование газа.

Объектом исследования является дожимная компрессорная станция газового промысла №4 Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения.

Цель работы – анализ методов повышения производительности дожимной компрессорной станции с целью определения наиболее рационального для исходного газового промысла.

Задачи:

1. Обзор научной литературы и нормативно-технической документации по выбранной теме.
2. Анализ назначения, устройства и характеристик дожимных компрессорных станций.
3. Анализ методов регулирования давления на ДКС до необходимого уровня.
4. Определение наиболее рационального и экономически выгодного метода повышения производительности ДКС с учётом прогнозируемого изменения параметров газа.

					Методы повышения производительности дожимной компрессорной станции газового промысла №4 на Ямбургском нефтегазоконденсатного месторождения							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								
Разраб.		Аккуратов И.Е.			Реферат			Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Верёвкин А.В.								13	106	
Консульт.								ТПУ гр. 2Б5А				
Рук-ль ООП		Брусник О.В.										

В процессе выполнения бакалаврской работы проводился анализ изменения характеристик природного газа с течением времени, прогноз этого изменения в будущем и подбор наиболее подходящего оборудования с учётом характера изменения параметров природного газа.

В результате исследования был произведен сравнительный анализ нескольких методов повышения производительности ДКС. На основании полученных результатов был выявлен наиболее рациональный метод, рассчитано необходимое количество оборудования.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Office Word, а также в программе Microsoft Office Excel.

					Реферат	Лист
						14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Abstract

Graduation qualifying work is presented on 106 pages, 13 figures, 20 tables, 38 sources.

Keywords: booster compressor station, gas pumping unit, turbo-compressor unit, air cooler, gas filter separator, dust collector, gas compression.

The object of the research is the booster compressor station of gas field No. 4 of the Yamburgskoye oil and gas condensate field.

The purpose of the work is the analysis of methods for increasing the productivity of a booster compressor station in order to determine the most rational method for the initial gas field.

Tasks:

1. Review of scientific literature and regulatory and technical documentation on the selected topic.
2. Analysis of the purpose, device and characteristics of the booster compressor stations.
3. Analysis of methods for regulating pressure on the BCS to the required level.
4. Determination of the most rational and cost-effective method for increasing the productivity of the booster compressor station, taking into account the predicted change in gas parameters.

In the course of performing bachelor's work, the analysis of changes in the characteristics of natural gas over time, the forecast of this change in the future and the selection of the most suitable equipment were carried out, taking into account the nature of changes in the parameters of natural gas.

					Методы повышения производительности дожимной компрессорной станции газового промысла №4 на Ямбургском нефтегазоконденсатного месторождения						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Аккуратов И.Е.			Abstract			Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Верёвкин А.В.								15	106
Консульт.								ТПУ гр. 2Б5А			
Рук-ль ООП		Брусник О.В.									

As a result of the study, a comparative analysis was made of several methods for increasing the productivity of BCS. Based on the results obtained, the most rational method was identified, the necessary amount of equipment was calculated.

Graduation qualification work done in a text editor Microsoft Office Word and in the program Microsoft Office Excel.

					Abstract	Лист
						16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Определения, обозначения, сокращения

Определения

В данной работе используются следующие термины с соответствующими определениями:

Газоперекачивающий агрегат (ГПА) – установка, включающая в себя газовый компрессор (нагнетатель), привод (газотурбинный, электрический, поршневой или другого типа) и оборудование, необходимое для их функционирования.

Нагнетатель – гидравлическая машина, предназначенная для преобразования энергии внешнего источника (механической, электрической, химической и т.п.) в энергию потока жидкости или газа (потенциальную и (или) кинетическую).

Газопровод – трубопровод, предназначенный для транспорта газа.

Газопровод магистральный – комплекс производственных объектов, обеспечивающих транспорт природного или попутного нефтяного газа, в состав которого входят односторонний газопровод, компрессорные станции, установки дополнительной подготовки газа (например, перед морским участком), участки с лупингами, переходы через водные преграды, запорная арматура, камеры приема и запуска очистных устройств, газораспределительные станции, газо-измерительные станции, станции охлаждения газа.

Газотранспортная система – совокупность взаимосвязанных газотранспортных объектов региональной или/и территориально-производственной подсистемы, единой системы газоснабжения, обладающая возможностями автономного управления внутренними потоками и регулирования газоснабжения.

					Методы повышения производительности дожимной компрессорной станции газового промысла №4 на Ямбургском нефтегазоконденсатного месторождения						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Определения, обозначения, сокращения		Лит.		Лист	Листов	
Разраб.	Аккуратов И.Е.								17	106	
Руковод.	Верёвкин А.В.						ТПУ гр. 2Б5А				
Консульт.											
Рук-ль ООП	Брусник О.В.										

Сеть – это система трубопроводов, фасонных частей, проточных частей, и запорно-регулирующих устройств, предназначенных для целенаправленного перемещения рабочего агента.

Давление рабочее – устанавливаемое проектом наибольшее избыточное внутреннее давление, при котором обеспечивается заданный режим эксплуатации газопровода.

Мощность ДКС – сумма мощностей ГПА, установленных на ДКС, измеряемых на муфтах газовых компрессоров (нагнетателей).

Производительность газопровода – количество газа м^3 транспортируемого по газопроводу за расчетный период (год, сезон, квартал, месяц), при условиях по ГОСТ 2939.

Пропускная способность газопровода – расчетное суточное количество газа, которое может быть передано по газопроводу при стационарном режиме.

Дожимная компрессорная станция – комплекс сооружений, предназначенный для компримирования газа на трубопроводах месторождений.

Транспорт газа – технологический процесс подачи газа из пункта его добычи, получения или хранения в пункт доставки.

Цех компрессорный – составная часть компрессорной станции, выполняющая основные технологические функции (очистку, компримирование и охлаждение газа).

Рабочий агент – газовые или капельные жидкости (чистые и с примесями), перемещаемые нагнетателем.

Внутренние воздействия – случайные или закономерные изменения отдельных параметров системы, влекущие за собой изменение других параметров этой же системы.

Внешние воздействия – воздействия, не относящиеся к комплексу процессов и параметров, характеризующих состояние системы, и приводящие к выводу ее из состояния равновесия.

					Определения, обозначения, сокращения	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Сепаратор – аппарат, производящий разделение продукта на фракции с разными характеристиками.

Аппараты воздушного охлаждения (АВО) – это система теплообменного устройства, специализирующаяся на охлаждении жидкостей и газа.

					Определения, обозначения, сокращения	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Принятые сокращения:

АВОМ – аппарат воздушного охлаждения масла;
АВР – автоматическое включение резерва;
АВО – аппарат воздушного охлаждения;
АКЗ – аппаратура контроля загазованности;
АПК – антипомпажный клапан;
БЗД – блок защиты двигателя;
БВМФ – блок выносных маслофильтров;
БС – блок силовой;
БВП – блок приточной вентиляции;
БУ – блок управления;
БПТПГ – блок подготовки топливного, пускового и импульсного газа;
ВТС – внутритрубный сепаратор;
ВХ – воздушный холодильник;
ВОУ – воздухоочистительное устройство;
ГВТ – газовоздушный тракт;
ГГ – газогенератор;
ГПА – газоперегачивающий агрегат;
ГТУ – газотурбинная установка;
ГДХ – газодинамические характеристики;
ДКС – дожимная компрессорная станция;
ДВК – дозрывная концентрация;
ДЭС – дизельная электростанция;
КПД – коэффициент полезного действия;
КС – компрессорная станция;
КЦ – компрессорный цех;
КШТ – кожух шумотеплоизолирующий;
КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматика;
МБ – бак для циркуляции масла;

					Определения, обозначения, сокращения	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ОК – осевой компрессор;
 ПГ – пусковой газ;
 ПВД – предельно-допустимый выброс; ПУ – пылеуловитель;
 ТГ – топливный газ;
 РД – регулятор давления;
 РПД – регулятор перепада давления;
 САУ – система автоматического управления;
 СТ – свободная турбина;
 СИ – международная система единиц;
 УТО – утилизационный теплообменник;
 УКПГ – установка комплексной подготовки газа;
 ФС – фильтр-сепаратор;
 ЦБН – центробежный нагнетатель;
 ЦСГ – цех сепарации газа;
 ЦСК – цех сбора конденсата;
 ЦПТГ – цех подогрева топливного газа.

					Определения, обозначения, сокращения	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Оглавление

Реферат	13
Abstract	15
Определения, обозначения, сокращения	17
Введение	24
Глава 1. Общая часть	26
1.1 Компрессорное оборудование, и его характеристика и сферы применения	26
1.2 Компрессорное оборудование в нефтегазовой отрасли.....	26
1.3 Назначение дожимной компрессорной станции.....	27
1.4. Конструкция и принцип работы ДКС	28
1.5. Классификация дожимных компрессорных станций.....	30
1.6. Применение методов повышения производительности ДКС.....	30
Глава 2. Исходные данные	32
2.1. Общие сведения о месторождении.....	32
2.2. Геолого-промысловая характеристика месторождения.....	33
2.3. Физико-химические характеристики газа	35
Глава 3. Технологическая часть.....	39
3.1. Газосборная сеть	39
3.2. Дожимная компрессорная станция	44
Глава 4. Расчётно-аналитическая часть	48
4.1. Анализ и прогнозирование отборов газа	48
4.2. Анализ изменения параметров газа на газа на различных этапах разработки месторождения	53
4.3. Стадии компримирования	54
Первая и вторая очереди	54
Третья очередь.....	55

					Методы повышения производительности дожимной компрессорной станции газового промысла №4 на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Аккуратов И.Е.			Оглавление		Лит.	Лист
Руковод.		Верёвкин А.В.						22
Консульт.								106
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					ТПУ гр. 2Б5А	

4.4. Динамика изменения давления газа	55
4.5. Методы повышения производительности ДКС	58
4.5.1. Включение в технологическую схему новой очереди компримирования.....	58
4.5.2. Замена имеющегося на ДКС оборудования на новое	60
4.5.3. Расчёт необходимого количества оборудования	62
4.5.4. Выбор наиболее подходящего метода повышения производительности ДКС.....	64
Глава 5. Социальная ответственность.....	66
5.1. Опасные и вредные производственные факторы	67
5.2. Анализ выявленных вредных факторов производственной среды.....	69
5.3. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды	70
5.4. Охрана окружающей среды	71
5.4.1. Защита селитебной зоны	71
5.4.2. Воздействие на атмосферу	72
5.4.3. Воздействие на гидросферу	72
5.4.4. Воздействие на литосферу	73
5.4.5. Решения по обеспечению экологической безопасности.....	73
5.5. Защита в чрезвычайных ситуациях	74
5.5.1. Перечень возможных ЧС на объекте	74
5.5.2. Описание превентивных мер по предупреждению ЧС	74
5.6. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	75
Глава 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	77
6.1. Потенциальные потребители результатов исследования.....	77
6.2. Анализ конкурентных технических решений.....	79
6.3. SWOT-анализ	81
6.4. Определение ресурсоэффективности проекта	99
Заключение	101
Список литературы:	103

Введение

Основным источником энергии в настоящее время являются ископаемые виды топлива и продукты их переработки. Человечество добывает их на протяжении долгого времени, вследствие чего месторождения истощаются, запасы полезных ископаемых сокращаются, их добыча становится всё сложнее.

Одним из наиболее важных и используемых углеводородов является природный газ. Из-за того, что многие месторождения эксплуатируются уже не один десяток лет, добыча газа постепенно падает, и рано или поздно она может стать экономически невыгодной, нецелесообразной или вовсе невозможной.

Падение устьевого давления газа вызывает необходимость повышения степени давления перекачки до уровня, необходимого для технологической подготовки газа и транспортировки его потребителю.

Одним из способов решения данной проблемы является включение в технологическую схему дожимной компрессорной станции и регулирование её рабочего режима и состава до достижения необходимых параметров перекачиваемого продукта.

					Методы повышения производительности дожимной компрессорной станции газового промысла №4 на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.	Аккуратов И.Е.				Введение			Лит.	Лист	Листов	
Руковод.	Верёвкин А.В.									24	106
Консульт.								ТПУ гр. 2Б5А			
Рук-ль ООП	Брусник О.В.										

Целью данной бакалаврской работы является анализ методов повышения производительности дожимной компрессорной станции с целью определения наиболее рационального для исходного газового промысла.

Задачи, решаемые при написании ВКР:

1. Изучение научной литературы и нормативно-технической документации по выбранной теме.
2. Анализ назначения, устройства и характеристик дожимных компрессорных станций.
3. Анализ методов регулирования давления на ДКС до необходимого уровня.
4. Предложение рекомендаций по применению наиболее рационального и экономически выгодного метода повышения производительности ДКС с учётом прогнозируемого изменения параметров газа.

					Введение	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Глава 1. Общая часть

1.1. Компрессорное оборудование, и его характеристика и сферы применения

Компрессорное оборудование используется во многих сферах промышленности, в том числе и в нефтегазовой отрасли. Необходимость в сжатии газообразных веществ в разных сферах производства, а следовательно, и с разными целями сжатия, стала причиной появления различных видов компрессоров с совершенно разнообразными конструкциями, принципами действия и рабочими характеристиками.

Компрессорные установки, в зависимости от области применения, могут иметь различные состав и комбинации составляющих, влияющие на их рабочие параметры, однако можно выделить основные из них:

- основание;
- компрессор;
- двигатель;
- механическая передача;
- ресивер.

1.2. Компрессорное оборудование в нефтегазовой отрасли

Разработка газовых месторождений сопряжена с рядом трудностей, которые накладывают особые требования к организации производственного процесса. Выделяют три основных этапа добычи природного газа:

- этап нарастающей добычи, протекающий при разбуривании и обустройстве месторождения;
- этап постоянной добычи, характеризующийся устоявшимся режимом работы, при котором изымается большая часть запасов природного газа месторождения.

					Методы повышения производительности дожимной компрессорной станции газового промысла №4 на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								
Разраб.	Аккуратов И.Е.				Общая часть			Лит.	Лист	Листов		
Руковод.	Верёвкин А.В.									26	106	
Консульт.								ТПУ гр. 2Б5А				
Рук-ль ООП	Брусник О.В.											

- этап падающей добычи, при котором происходит снижение уровня добычи газа из-за вывода части скважин вследствие их обводнённости или нерентабельному уровню отдачи углеводорода.

- При разработке месторождений средних и малых размеров первые два этапа могут отсутствовать.

1.3 Назначение дожимной компрессорной станции

На начальных этапах разработки имеющегося устьевого давления обычно достаточно для транспортировки его к узлу предварительной и комплексной подготовки, а затем к газопроводу без использования компрессорного оборудования. Однако с течением времени устьевое давление снижается, и на этапах постоянной, а особенно падающей добычи можно столкнуться с проблемой нехватки устьевого давления для подачи его в узлы подготовки и газопровод.

Вследствие этого всю разработку месторождения разбивают на два этапа:

- бескомпрессорную разработку;
- компрессорную разработку,

отличающихся, как видно по названию, применением компрессорного оборудования в технологическом режиме или обхождением без него по причине отсутствия необходимости в настоящий момент. Во втором этапе принимают участие специальные компрессорные станции, предназначенные для увеличения давления природного газа до необходимого уровня. Такие станции называются *дожимными компрессорными станциями*.

Дожимные компрессорные станции (ДКС) необходимы для решения следующих задач:

- добыча газа с низким напором;
- компримирование (сжатие) природного газа;
- поддержание необходимого нормативного давления газа;
- продувка, очистка и опрессовка трубопровода.

					Общая часть	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Во время бескомпрессорной разработки месторождения извлекается порядка 50 - 60% запасов природного газа. Во время компрессорной разработки дополнительно извлекается 20 - 30%, что делает этот этап не менее важным. Оборудование подготовки газа требует определённого давления сырья, также определённое давление необходимо для закачки газа в магистральный газопровод. ДКС обеспечивает увеличение недостаточного устьевого давления до необходимой величины, что делает станцию неотъемлемой частью технологического процесса добычи и подготовки природного газа.

1.4. Конструкция и принцип работы ДКС

Дожимные компрессорные станции на разных объектах могут иметь существенные различия, однако в каждой станции присутствуют основные элементы:

- компрессорный блок;
- привод;
- вспомогательное оборудование.

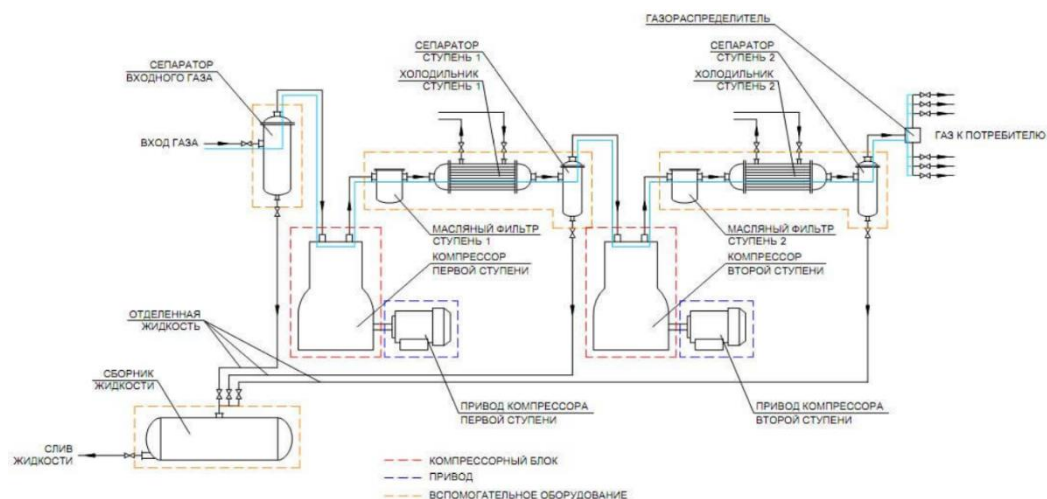


Рисунок 1 – Общая конструкция ДКС

Количественный состав ДКС также может меняться в зависимости от предъявляемых к ней требований. Например, при перекачке загрязнённого газа необходима установка дополнительных фильтров, которые могут работать постоянно или подключаться, когда это необходимо. Часто бывают случаи, что необходима бесперебойная перекачка газа, не допускающая остановку. В этом случае необходим ввод в технологическую схему резервных единиц. Бесспорным достоинством этого решения является продолжение работы станции за счёт резервного компрессора, если основному требуется ремонт, или наоборот.

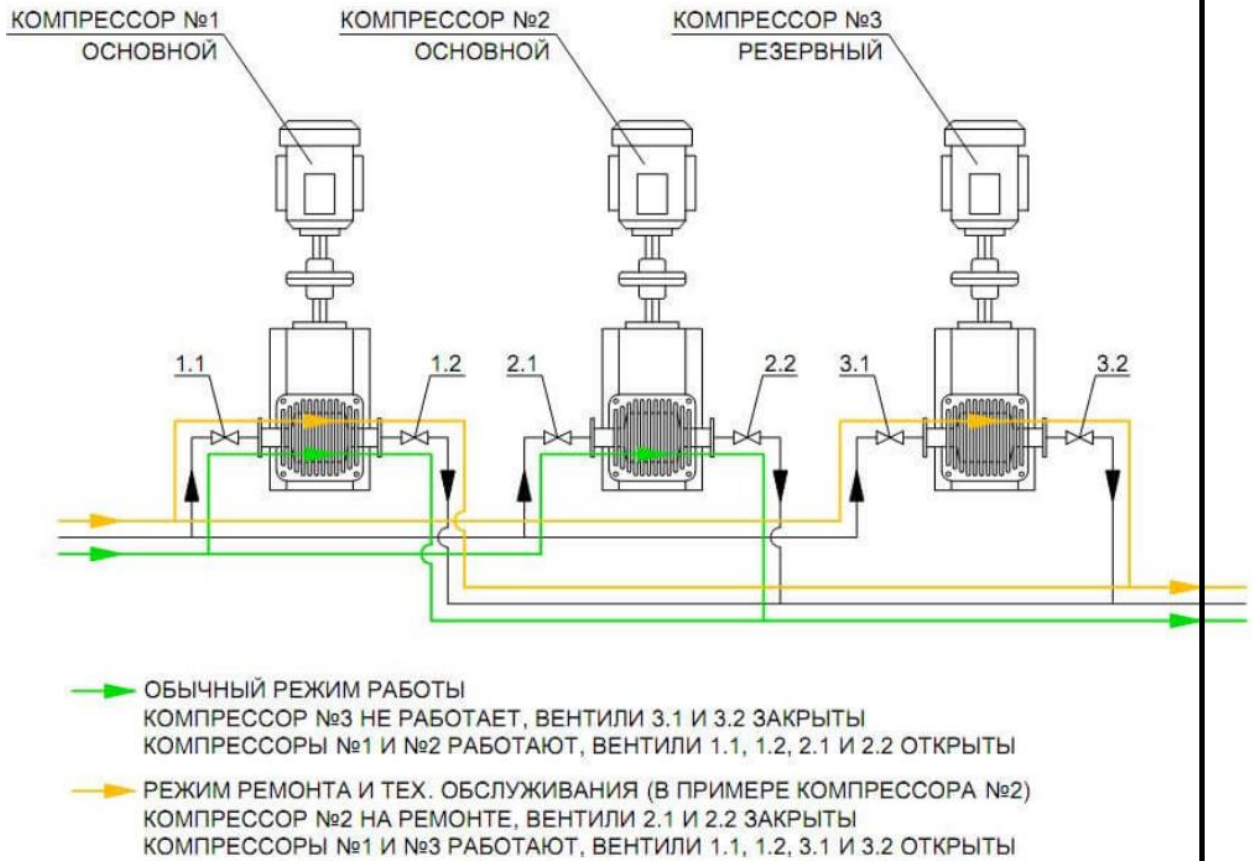


Рисунок 2 – Схема режимов работы ДКС из 3 компрессоров

Кроме основных элементов, станция может быть оборудована различными вспомогательными системами:

- системы смазки;
- системы охлаждения;
- фильтрующие системы;
- систему контрольно-измерительных приборов и автоматики (КИПиА);

- системами отопления и вентиляции.

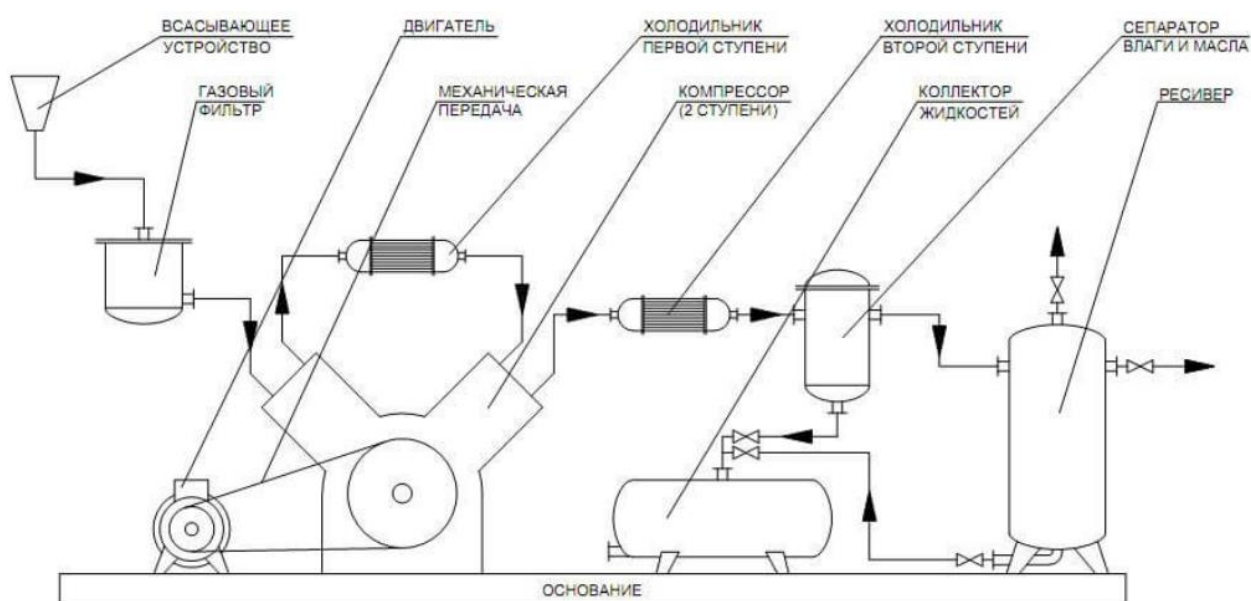


Рисунок 3 – Вспомогательные устройства компрессорной станции

1.5. Классификация дожимных компрессорных станций

В зависимости от *применяемого компрессора*, компрессорные станции делятся на 2 типа:

- объёмного (поршневой, винтовой, пластинчатый и т.д.) — повышение давления вследствие сжатия газа, происходящего за счёт уменьшения рабочей камеры;
- динамического (центробежный, осевой, струйный) — повышение давления за счёт увеличения кинетической энергии газового потока.

В зависимости от *создаваемого давления* компрессоры делятся на 4 вида:

- низкого (до 1,5 МПа);
- среднего (от 1,5 до 10 МПа);
- высокого (от 10 до 100 МПа);
- сверхвысокого — более 100 Мпа.

1.6. Применение методов повышения производительности ДКС

Из-за того, что любое газовое месторождение газа переживает периоды роста объемов добычи углеводородов, их стабилизации, а затем,

					Общая часть	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

снижения из-за уменьшения запасов углеводородов пластового и устьевого давлений, работа ДКС в заданном режиме является временным решением проблемы, потому что условия добычи газа изменяются. Лист

В связи с этим предложены методы повышения производительности дожимной компрессорной станции, необходимой для данных условий:

- строительство ДКС большей мощности;
- централизация мощностей по компримированию газа;
- увеличение ступеней компримирования газа.

					Общая часть	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Глава 2. Исходные данные

2.1. Общие сведения о месторождении

Ямбургское месторождение расположено в заполярной части Западно-Сибирской равнины на Тазовском полуострове - территории Надымского и Тазовского районов Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. Карта местности изображена на рисунке 4. Абсолютные отметки рельефа над уровнем моря изменяются от 10 м в долинах рек до 60-70 м на водораздельных участках.



Рисунок 4 – Обзорная карта района работ

Месторождение расположено в тундровой зоне, для которой характерно повсеместное и почти сплошное распространение многолетнемерзлых пород (ММП). Глубина кровли ММП изменяется от 0,3 до 1,5 м, а в долинах крупных рек поверхность ММП погружается до двух - пяти метров и ниже.

					Методы повышения производительности дожимной компрессорной станции газового промысла №4 на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Аккуратов И.Е.				Исходные данные	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Верёвкин А.В.						32	106
Консульт.						ТПУ гр. 2Б5А		
Рук-ль ООП	Брусник О.В.							

Подошва ММП залегает на глубине от 318 до 465 м, а на преобладающей территории - от 400 до 450 м.

Большая часть площади покрыта мхами и лишайниками. Гидрографическая сеть представлена реками Поелаваяха и Хадуттэ, впадающими в Тазовскую губу, а также многочисленными их притоками. Реки несудоходные, шириной до 100 м, скорость течения 0.5-1.0 м/сек. Водоснабжение газопромысловых объектов осуществляется с водозабора на Обской губе, используются поверхностные источники – реки и озера. Характерной особенностью территории месторождения является наличие многочисленных озер и болот, особенно в центральной его части. Большинство озер имеет термокарстовое происхождение. Это часто небольшие по площади мелководные озера, разбросанные по территории месторождения или расположенные группами.

Климат района континентальный. Зима продолжительная (до 9-9.5 месяцев) и суровая, с сильными ветрами и метелями, лето короткое (июль-август) и прохладное. Средняя температура воздуха зимой от -24 до -26°C. Появление устойчивого снежного покрова отмечается уже в конце сентября и первой декаде октября. Средняя летняя температура воздуха от +6.5 до +9°C. Наиболее теплый месяц в году - август. Среднегодовая температура составляет минус 8-10°C.

2.2. Геолого-промысловая характеристика месторождения

Месторождение представляет собой комплекс многопластовых залежей, продуктивные горизонты которых приурочены к сеноманским и нижнемеловым (валанжин) отложениям. На рисунке 5 приведен геологический профиль месторождения.

					Исходные данные	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

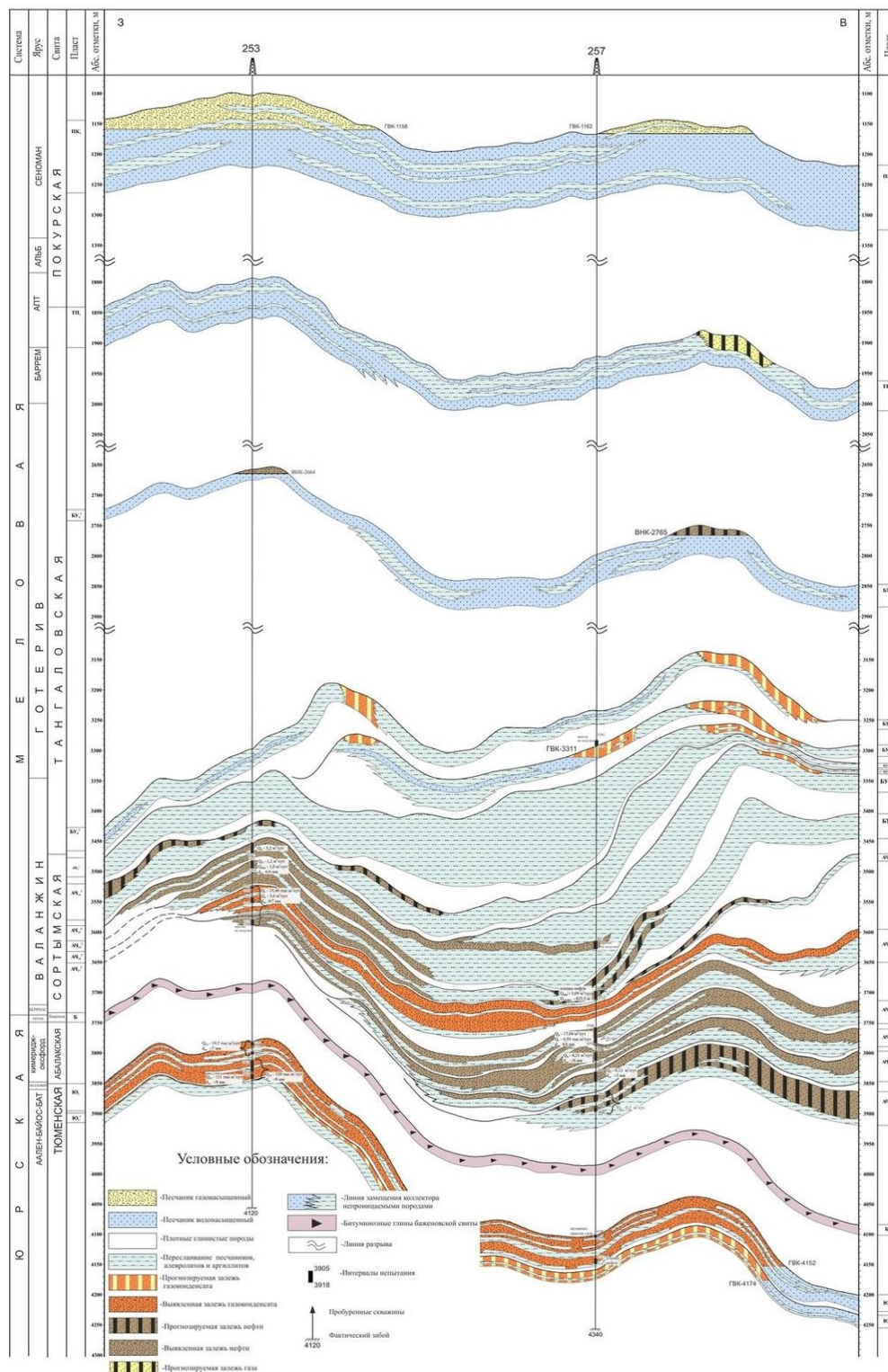


Рисунок 5 – Геологический разрез Ямбургского месторождения

На Ямбургском месторождении разрез осадочных пород вскрыт до глубины 3550 м. и представлен отложениями меловой, палеогеновой и четвертичной систем.

В нижнемеловых отложениях выделяются мегинская (валанжин), вартовская (верхний валанжин - баррем) и покурская (апт-сеноман) свиты.

Сеноманская залежь, содержащая основные запасы газа, имеет размеры 170 x 50 км, этаж газоносности 220 м, общая площадь газоносности — 4655 км², залегает на глубинах от 1000 м до 1200м. Залежь – пластово-массивного типа, водоплавающая. Газоводяной контакт (ГВК) находится на абсолютных отметках -1158,4-1176,0 м и имеет наклон в северо-восточном направлении.

Сеноманская продуктивная толща представлена песчаными, песчаноалевритовыми, глинисто - алевритовыми и глинистыми породами. Вверху перекрывается толщей глин и подстилается на всей площади ее распространения водоносной толщей. Продуктивная толща на 40-85% сложена проницаемыми породами и отмечается сильной изменчивостью литологического состава, сложной неоднородностью, прерывистостью, расчлененностью как по площади, так и по разрезу. Изучение кернового материала показало наличие в песчаных породах множества тонких глинистых прослоев, которые не улавливаются методами промысловой геофизики. Глинистые прослои имеют толщины от единиц до нескольких десятков метров, однако не образуют в продуктивной толще слоистого раздела. Крупные линзы глин не имеют значительной протяженности, часто пересекаются только одной скважиной даже в пределах площади куста. Это обуславливает газодинамическую связь проницаемых пород как по площади, так и по разрезу, что позволяет рассматривать продуктивную толщу по газу как единый резервуар.

В целом по залежи коллекторы характеризуются высокими значениями открытой пористости 30%, проницаемость по керну 0,68 мкм² и 0,54-0,69 мкм² по данным ГИС, газонасыщенность достигает 75%. Начальное пластовое давление 11,73 МПа, пластовая температура 296-303 К у газоводяного контакта.

2.3. Физико-химические характеристики газа

					Исходные данные	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

Исходным сырьем является природный газ сеноманской залежи Ямбургского месторождения. Газ метановый с содержанием влаги до 3,8 г/м³, сероводород отсутствует.

Природный газ, поступающий на УКПГ, представляет собой пластовую смесь, в состав которой входят углеводороды, капельная влага (конденсационная и пластовая) и мехпримеси. В зимний период возможно содержание метанола в паровой фазе и жидкости (10...20%).

Компонентный состав газа в соответствии с проектом разработки, % объемные:

CH ₄	-	97,8...99,0;	N ₂	-	0,7...1,7;
C ₂ H ₆	-	0,0...0,15;	He	-	0,01...0,02;
C ₃ H ₈	-	до 0,15;	Ar	-	0,01...0,03;
C ₄ H ₁₀	-	следы;	H ₂	-	0,002...0,04
CO ₂	-	0,2...0,3;			

Среднее значение пластовой температуры 26°C.

Температура поступающего на УКПГ-4 газа составляет 12-30°C.

Состав мехпримесей (% масс.):

- окислы железа -25...30;
- кремнезем - 60...70;
- глинозем - 5...10;

Плотность твердых взвесей – 2...2,5 г/см³.

Размер частиц:

- в сыром газе до ПСПГ – до 1500 мкм;
- в сыром газе после ПСПГ – до 150 мкм (из них размером до 20 мкм не более 12%).

Параметры газа в начальный период эксплуатации:

- среднее пластовое давление – 11,73 МПа;
- динамическое давление газа на устье – 10,3 МПа;
- температура газа на устье – 13-14°C.

Параметры газа в зоне ГП-4:

					Исходные данные	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

- среднее пластовое давление – 2,50-1,70 МПа;
- динамическое давление газа на устье – 1,35-1,0 МПа;
- температура газа на устье – 12-10°C;
- давление газа на входе в ЗПА – 0,8-0,35 МПа.

Входное давление газа от УППГ Анерьяхинской площади в этот период составляет 5,4...3,0 МПа.

Изготавливаемая продукция УКПГ – газ, осушенный и очищенный от механических примесей, подготавливаемый к транспорту в соответствии с требованиями СТО Газпром 089-2010 "Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам". По физико-химическим показателям природный газ должен соответствовать требованиям и нормам, приведенным в таблице 1.

					Исходные данные	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 1 – Характеристика продукта

Наименование сырья, продукции, материалов, реагентов	Обозначение НД	Характеристика качества		Прим.
		Наименование показателя	Значение по НД	
Газ природный	СТО Газпром 089-2010	Точка росы по влаге, °С - зимний период, не выше - летний период, не выше	минус 20 минус 10	
		Масса сероводорода, г/м ³ , не более	0,02	
		Масса меркаптановой серы, г/м ³ , не более	0,036	
		Объемная доля кислорода, %, не более	1,0	
		Теплота сгорания низшая, при 20°С и 101,325 кПа, МДж/м ³ , не менее	32,5	
		Масса механических примесей	В соответствии с соглашением на поставку газа	
		Плотность при нормальных условиях, кг/м ³		0,673
		Плотность по воздуху		0,562
		Концентрационные пределы распространения пламени в воздухе, % (об.). – низший – высший	5,28 14,1	
		ПДК в воздухе рабочей зоны, % мг/м ³	0,7 7000	

					Исходные данные	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Глава 3. Технологическая часть

3.1. Газосборная сеть

Добыча газа производится через эксплуатационные скважины, которые группируются в кусты, в одном кусте 3-6 скважин. Всего 24 куста.

Общее количество скважин – 102, из них:

- эксплуатационных – 95;
- поглощающих – 2;
- наблюдательных – 5.

С целью предупреждения гидратообразования в стволах скважин и системе сбора предусмотрена возможность подачи метанола в затрубное пространство и на устья скважин. Промывка и задавка скважин при проведении ремонтных и аварийных работ производятся цементирующим агрегатом с использованием задавочного раствора.

Для сбора газа от скважин зоны УКПГ-4 применена комбинированная (коллекторная и лучевая) схема с использованием труб Ду 200, Ду 250, Ду 300 и Ду 500:

- от 6 кустов – индивидуальные шлейфы;
- от остальных кустов – шлейфы-коллекторы, с подключением к каждому коллектору 2-3 кустов.

Схема сбора газа представлена на рисунке 6.

					Методы повышения производительности дожимной компрессорной станции газового промысла №4 на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								
Разраб.	Аккуратов И.Е.				Технологическая часть			Лит.	Лист	Листов		
Руковод.	Верёвкин А.В.									39	106	
Консульт.								ТПУ гр. 2Б5А				
Рук-ль ООП	Брусник О.В.											

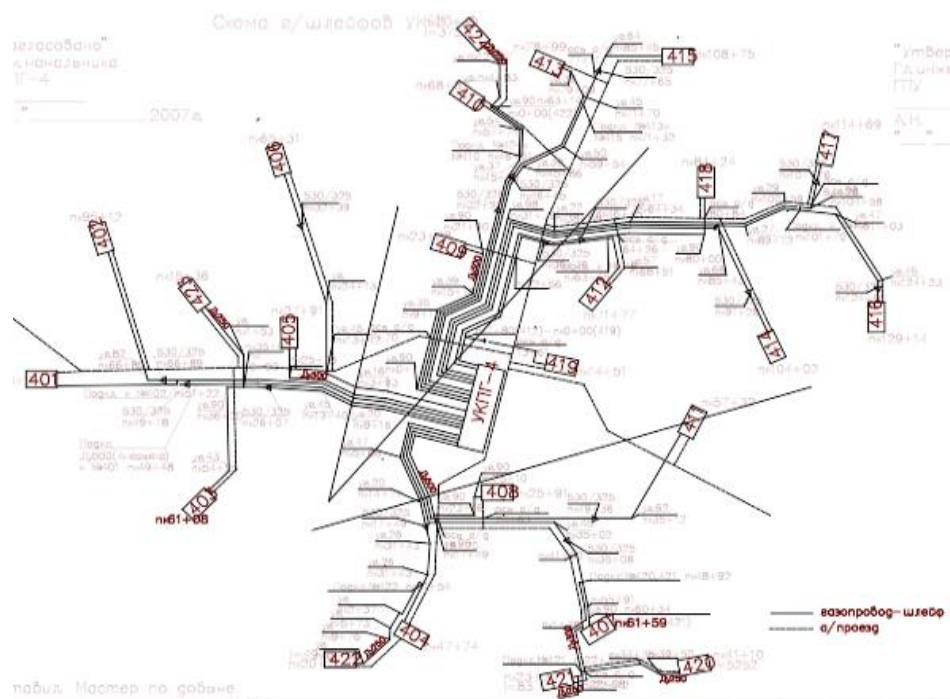


Рисунок 6 – Схема газовых шлейфов УКПГ-4

Предусмотрена надземная прокладка шлейфов на опорах, в теплоизоляции из ППУ толщиной 60 мм, с защитным кожухом из металлического листа.

Параллельно шлейфам к каждому кусту скважин предусмотрена прокладка ингибиторопроводов Ду-50.

Газ, поступающий на площадку по газопроводам-шлейфам, направляется в здание переключающей арматуры (ЗПА).

Транспорт сырого газа по шлейфам от кустов скважин до УКПГ сопровождается потерями давления, появлением конденсационной воды, понижением температуры. При понижении температуры ниже температуры гидратообразования и наличии капельной влаги происходит образование кристаллогидратов – комплексных соединений углеводородов с молекулами воды, которые образуют плотные гидратные пробки в трубопроводах, в результате снижается производительность ГСС и, в конечном счете, УКПГ. Зависимость температуры гидратообразования газа сеноманской залежи Ямбургского НГКМ от давления приведена на рисунке 7.

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

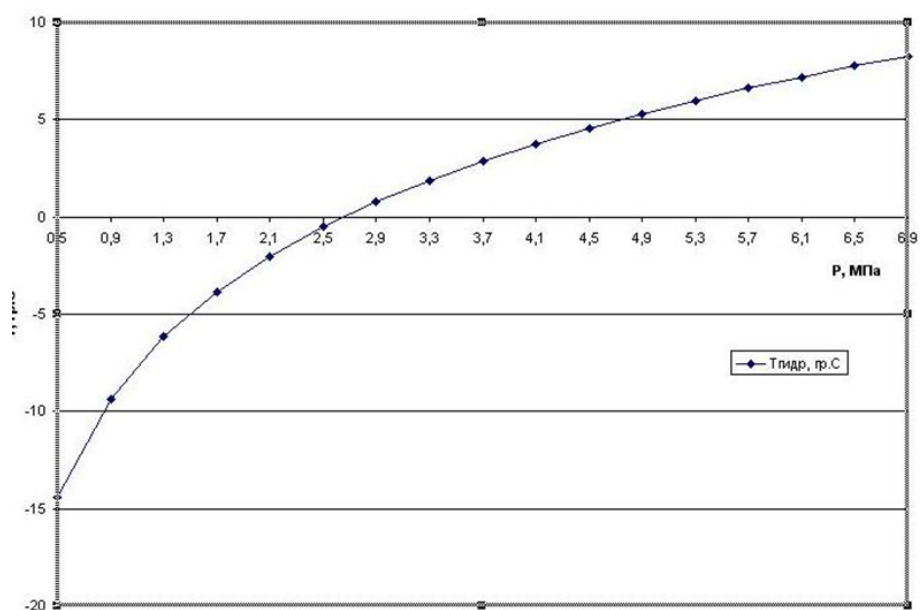


Рисунок 7 – Динамика изменения температуры гидратообразования газа сеноманской залежи Ямбургского НГКМ

При снижении давления температура гидратообразования понижается, но в тоже время увеличивается тенденция к выносу пластовой воды из скважин, что способствует образованию гидратов и льда.

Для предупреждения льдо-, гидратообразования, разрушения льда и гидратов в процессе транспорта сырого газа (при необходимости) производится подача ингибитора гидратообразования (метанола) через шаровые краны (Ду25, Ру16 МПа, управляемые вручную) в следующие точки: перед входными отсечными кранами (зона "В"), на кусты скважин.

Зависимость необходимой концентрации метанола в конденсирующейся жидкости в газопроводах от параметров газа для предотвращения льдо- и гидратообразования приведена на рисунке 8.

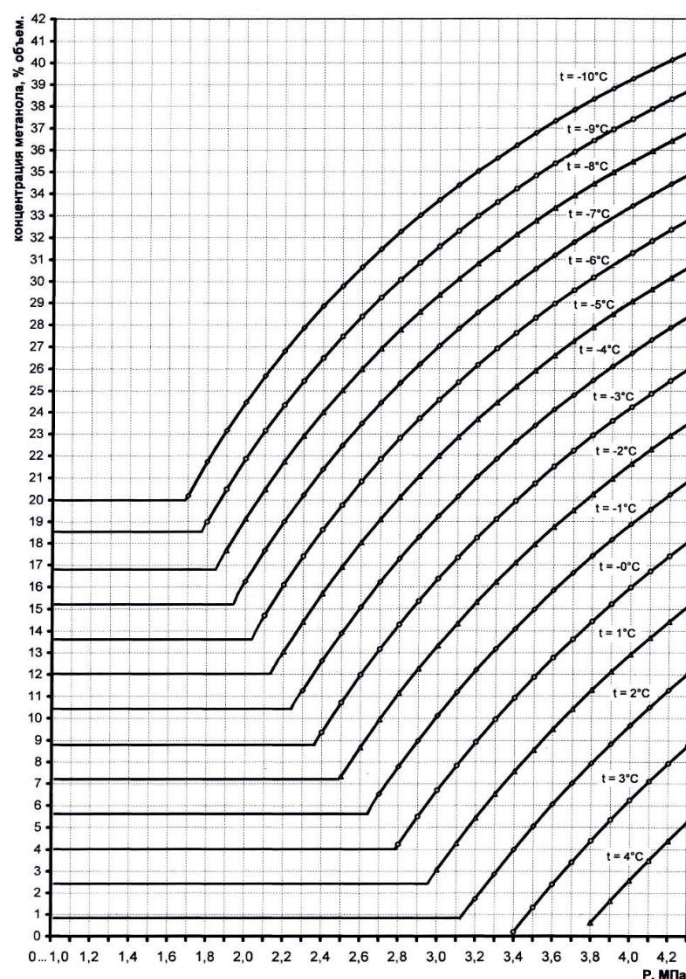


Рисунок 8 – Зависимость необходимой концентрации метанола в конденсирующейся жидкости в газопроводах от параметров газа для предотвращения льдо- и гидратообразования

Природный газ от скважин поступает в газовые коллекторы кустов, по которым транспортируется на УКПГ в пункт переключающей арматуры. В ЗПА находятся:

- блоки узлов входа шлейфов разработки ДООА "ЦКБН";
- устройство распределения ингибитора (метанола);
- станция гидропривода.

Каждый из узлов ввода шлейфов оборудован двумя трубопроводами и арматурой для подачи сырого газа в два коллектора Ду 1000. В узлах входа шлейфов производится:

- прием сырого газа от шлейфов кустов скважин и его подача в газопроводы-коллекторы сырого газа через отсечные краны;
- выравнивание давления сырого газа перед подачей его в общие коллектора Ду-1000;
- сброс газа через шаровой кран Ду-100 в свечной коллектор Ду-100, далее на свечу Ду-100 (над ЗПА);
- продувка шлейфов при выводе на режим или при образовании гидратов в шлейфах через свечу УКПГ.

На каждой нитке узлов входа шлейфов перед краном, производятся замеры температуры и давления газа с выводом показаний на пульт оператора и с передачей сигнализации падения давления в шлейфе на 20% ниже текущего рабочего на пульт оператора. Также имеется возможность при необходимости произвести контрольный замер давления газа после штуцера-регулятора техническим манометром.

Выходы арматурных блоков подключены к двум объединенным газосборным коллекторам Ду-1000. На общем газосборном коллекторе Ду-1000 производятся замеры давления и температуры газа с выводом показаний на пульт управления ГП.

После ЗПА сырой газ по двум коллекторам Ду-1000 направляется к емкости-пробкоуловителю ЕП-1, предназначенной для улавливания залповых поступлений пластовой жидкости из пониженных участков газопроводов-шлейфов. Емкость предотвращает "заброс" жидкости в сепараторы установки очистки газа, проскок ее на агрегаты и в оборудование осушки газа, что повышает эксплуатационную надежность оборудования УКПГ и ДКС. Ёмкость представляет собой цилиндрический горизонтальный аппарат диаметром 3000 мм и длиной 15590 мм. Предполагаемый объем жидкостных пробок составляет от 20 до 40 м³. Объем емкости ЕП-1 – 100 м³, расчетное давление – 3,86 МПа. При отсутствии залпового выноса жидкости емкость-пробкоуловитель выполняет функции гравитационного сепаратора предварительной очистки газа.

					Технологическая часть	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для предупреждения гидратообразования и разрушения гидратов в процессе транспорта сырого газа производится подача метанола в зону "В" перед отсечными кранами. На кусты газовых скважин метанол подается по отдельному трубопроводу. Метанол подают от насосной ДЭГа, метанола или установки регенерации метанола. Подача метанола осуществляется в соответствии с нормами, утверждаемыми ежегодно главным инженером ООО "Газпром добыча Ямбург".

3.2. Дожимная компрессорная станция

Дожимная компрессорная станция расположена перед установкой осушки газа и предназначена для компримирования газа, поступающего из скважин на УКПГ и УППГ-4А.

С 1 квартала 2004 г. сжатие газа осуществляется в две ступени (КЦ-2 и КЦ1). В КЦ-2 (1 ступень компримирования) установлены 6 агрегатов ГПА-Ц5-16С/30-3,0, в КЦ1 (2 ступень компримирования) – 5 агрегатов ГПА-Ц-16-1,7 с СПЧ-16-76/2,2.

В 2012 году были введены в эксплуатацию 2 ГПА: №427; №428 в КЦ-2.

С понижением давления газа ДКС-4 работает в 3 ступени сжатия: (КЦ-2,1 → КЦ-2,2 → КЦ-1) за счет разделения КЦ-2 на две части путем закрытия кранов №№ 25, 73, 74, 75, 76, 77, 80 и открытия крана №79

Необходимая степень сжатия на ДКС обеспечивается применением набора СПЧ в КЦ-1, КЦ-2. При этом ГПА КЦ-2,1 должны быть оснащены СПЧ-295ГЦ2-800/7-21М1, ГПА КЦ-2,2 СПЧ295ГЦ2-560/10-30, а КЦ-1 предполагается продолжение эксплуатации установленных в данный момент СПЧ-16/76-2,2. Степень сжатия нагнетателей КЦ-1 ограничена максимальной температурой нагнетания, равной 132°C, расчетное давление – 7,5 МПа.

Технологической схемой ДКС предусматривается компримирование газа до давления, необходимого для обеспечения технологического режима осушки и охлаждения осушенного газа в зимний период – в АВО, в летний

					Технологическая часть	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

период – в ТДА и АВО, поддержания проектных отборов газа, а также необходимого давления перед КС Ямбургская.

ДКС в целом является единым энерготехнологическим комплексом.

В состав ДКС входят следующие основные объекты:

Общестанционные:

- узел подключения ДКС к УКПГ;
- установка очистки пластового газа;
- склад масел с насосной;
- производственно-эксплуатационный блок;
- объекты связи, электрохимзащиты, энерго-, водоснабжения и

канализации.

КЦ-2 (первая и вторая ступени компримирования):

- компрессорный цех;
- установка охлаждения газа (промежуточное охлаждение);
- установка подготовки топливного газа, газа «сухих» уплотнений;
- насосная масел КЦ-2.
- здание фильтров разделительного воздуха;

КЦ-1 (вторая ступень компримирования):

- компрессорный цех;
- установка охлаждения газа (конечное охлаждение);
- установка подготовки топливного, пускового и импульсного

газов;

- маслохозяйство КЦ;
- резервная дизельная электростанция (ДЭС-4, ДЭС-5);
- установка воздухооборников;
- здание для хранения резервных двигателей.

Вспомогательные объекты ДКС приняты с учетом максимального использования объектов УКПГ:

- воздушной компрессорной;
- склад метанола с насосной;

					Технологическая часть	Лист
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- установки сбора, подготовки и утилизации промстоков;
- подстанции 110/35/6 кВ;
- ЗРУ-6 кВ;
- резервуаров запаса воды (РВС) и водонасосной;

УПТ.

Компримирование газа на ДКС осуществляется в две ступени. Технологической схемой ДКС предусмотрены следующие основные процессы обработки газа:

- очистка (сепарация) газа;
- компримирование газа:
 - 1 ступень – КЦ-2.1;
 - 2 ступень – КЦ-2.2;
 - 3 ступень – КЦ-1
- охлаждение газа после каждой ступени компримирования;
- вспомогательные технологические процессы:
 - подготовка топливного, пускового импульсного газов, газа «сухих» уплотнений;
 - прием, хранение, очистка и выдача масел.

С 2005 сырой газ по газосборным коллекторам Ду 1000 мм через узел подключения ДКС к УКПГ поступает в блоки пяти сепараторов №№ 1...5 установки очистки газа (УОГ) для отделения механических примесей и капельной влаги.

Газ, поступающий от Анеряхинской площади, после узла подключения УППГ-4А (УПАН) поступает по газосборному коллектору Ду 1000 в блоки четырех сепараторов С1 №№ 6...9 установки очистки газа. Очищенный газ от Анеряхинской площади в период с 2005 г. сразу поступает на установку осушки газа.

С падением давления на Анеряхинской площади в период работы турбодетандеров на УКПГ-4 газ от УППГ поступает на вход КЦ1. Давление газа дросселируется на УПАН до входного давления КЦ-1.

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

Очищенный пластовый газ зоны УКПГ-4 (от сепараторов С1 №№ 1...5) по всасывающему коллектору диаметром 1000 мм поступает на компримирование к агрегатам КЦ-2.

В настоящее время первая ступень компримирования (КЦ-2) осуществляется агрегатами ГПА-Ц5-16С. Сжатый до давления 2,6...1,5 МПа газ подается на охлаждение в аппараты АВГБС-83 (30 шт.) и поступает на вторую ступень компримирования (КЦ-1) с агрегатами ГПА-Ц-16. Сжатый до давления 5,7...3,3 МПа газ подается на охлаждение в аппараты 2АВГ-75С-1 (24 шт.) и далее на установку осушки и охлаждения газа УКПГ.

В связи с падением давления газа компримирование с 2012 года осуществляется в 3 ступени: КЦ2,1→КЦ2,2→КЦ1 с охлаждением газа после каждой ступени компримирования.

На 2013 — 2018 гг. входное давление газа ГП-4 снизилось и составило 0,8...0,35 МПа. Сжатый до давления 2,6...1,5 МПа после первой ступени газ подается на охлаждение и поступает на вторую ступень компримирования, где сжимается до давления 5,7...3,3 МПа и подается на охлаждение и далее на установку осушки и охлаждения газа УКПГ. После ДКС газ с давлением 4,7 — 5,6 МПа поступает на установку подготовки газа УКПГ.

					Технологическая часть	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Глава 4. Расчётно-аналитическая часть

4.1. Анализ и прогнозирование отборов газа

В период постоянной добычи отборы собственного газа на ГП-4 составляли в среднем 28 млрд. м³/год. В настоящее время месторождение находится в стадии падающей добычи газа. В соответствии с показателями проекта разработки отборы газа в зоне промысла уменьшаются и в среднем составляют 16-17 млрд. м³/год, из которых 8 – 9 млрд. м³/год приходится на газ от УППГ-4А, и 8 млрд. м³/год на собственный газ от ГП-4.

Таким образом становится ясно, что с периода постоянной добычи к настоящему времени происходит значительное уменьшение отбора собственного газа ГП-4.

При имеющихся данных начального и текущего отбора собственного газа ГП-4 и газа от УППГ-4А необходимо построить зависимость (рисунок 9), относительно которой станет возможно оценить прогнозируемые отборы газа в будущем.

					Методы повышения производительности дожимной компрессорной станции газового промысла №4 на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Аккуратов И.Е.				Расчётно-аналитическая часть	Лит.	Лист
Руковод.	Верёвкин А.В.						48
Консульт.							106
Рук-ль ООП	Брусник О.В.					ТПУ гр. 2Б5А	

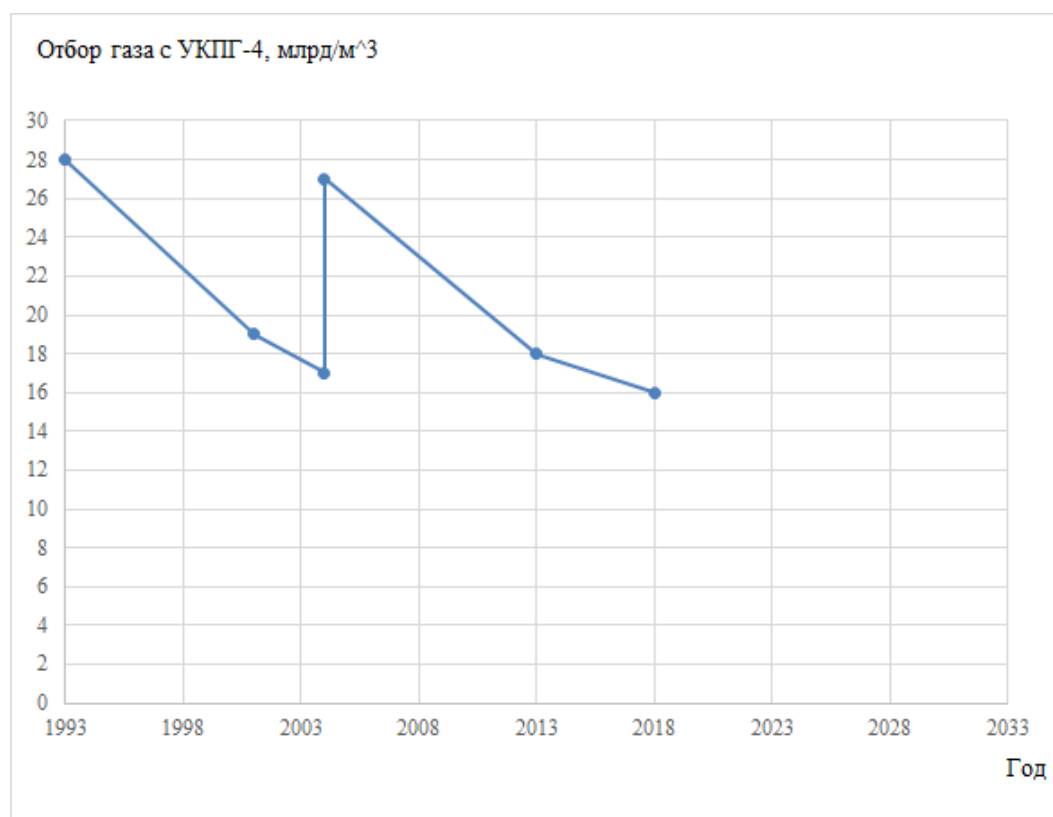


Рисунок 9 – Зависимость отборов природного газа с ГП-4 и УППГ-4А, начиная с периода постоянной добычи, с течением времени

В 2004 г. введена в эксплуатацию установка предварительной подготовки газа (УППГ) на Анеряхинской площади ЯНГКМ, предназначенная для сбора пластовой смеси от кустов скважин и предварительной сепарации ее с целью обеспечения внутрипромыслового транспорта по подземным газопроводам до площадки УКПГ-4. На графике это видно по резкому подъёму показателя отбора газа.

Анеряхинская площадь является очень крупным месторождением газа, её первоначальные запасы равнялись 400 млрд. м³. На данный момент это месторождение находится на этапе постоянной добычи, газоотдача немного меньше максимально возможной (8-9 в млрд. м³/год против 10 в млрд. м³/год).

Рассмотрим отдельно отборы собственного газа ГП-4 и отборы газа после подключения к УКПГ-4 УППГ-4А в 2004 году. Построим два графика

прогнозируемых отборов по имеющимся данным, характеризующих оба случая. Для этого используем программу Microsoft Excel (рисунки 10 и 11).

Для прогнозирования необходимо сделать аппроксимацию функции, добавив линию тренда, которая покажет характер изменения параметра с течением времени. Для этого нужно выбрать функции, графики которых будут наиболее близки к имеющемуся. Такими функциями являются экспоненциальная (красная линия) и полиномиальная 3 степени (зелёная линия) функции, уравнения и графики которых представлены на рисунке 10. Так как величины достоверности аппроксимации ($R=1$) обеих функций к имеющейся довольно высоки, но их графики расходятся, необходимо построить результирующую (чёрная линия), которая наиболее точно отразит характер изменения функции.

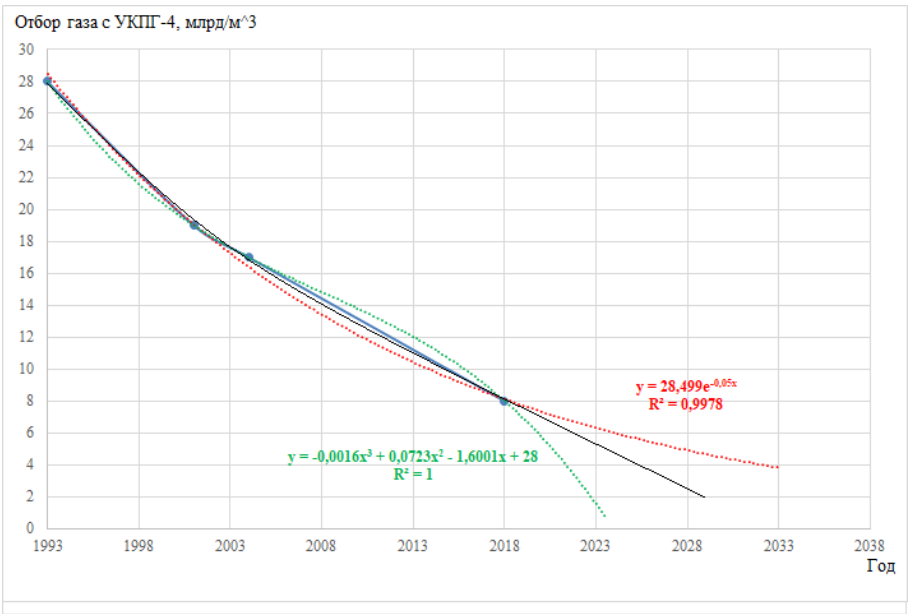


Рисунок 10 – Аппроксимация функции отбора собственного газа ГП-4 с УКПГ-4

Производим аналогичные манипуляции со вторыми графиками.

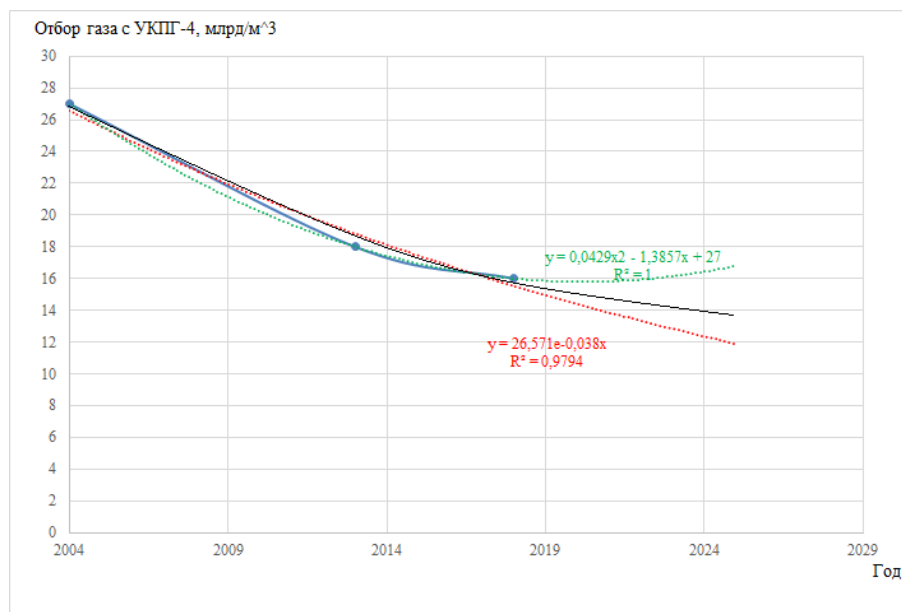


Рисунок 11 – Аппроксимация функции отборов собственного газа ГП-4 и газа УППГ-4А с течением времени

По построенным графикам можно сделать вывод, что за счёт подключения Анеряхинской площади значительно увеличился отбор газа, что обеспечило возможность продления эксплуатации УКПГ-4 с целью добычи газа на долгие годы относительно первоначального уровня, что представлено на объединённом графике (рисунок 12) красной (отбор собственного газа ГП-4) и зелёной (отбор собственного газа и газа с УППГ-4А) линиями. Из-за того, что газ с ГП-4 находится на этапе падающей добычи, а газ с Анеряхинской площади – на этапе постоянной добычи, линии отбора имеют изгиб, свидетельствующий об их будущем снижении (рисунок 12).



Рисунок 12 – Прогнозируемое изменение отборов природного газа с УКПГ-4, начиная с периода постоянной добычи, с течением времени

УКПГ-4 является перспективным технологическим сооружением и будет активна ещё долгие годы, потому что, помимо собственного газового промысла №4, около него находятся такие крупные месторождения, как Анерьяхинская площадь, которая уже находится в разработке и является единым технологическим комплексом с УКПГ, и крупное Парусовое месторождение, подключение которого к УКПГ-4 пока только планируется.

4.2. Анализ изменения параметров газа на газе на различных этапах разработки месторождения

Параметры газа в начальный период эксплуатации:

- среднее пластовое давление – 11,73 МПа;
- динамическое давление газа на устье – 10,3 МПа;
- температура газа на устье – 13 — 14°C.

Параметры газа в настоящий момент в зоне ГП-4:

- среднее пластовое давление – 2,50 — 1,70 МПа;
- динамическое давление газа на устье – 1,0 — 1,35 МПа;
- температура газа на устье – 10 — 12°C;
- давление газа на входе в ЗПА – 0,35 — 0,8 МПа

Входное давление газа от УППГ Анерьяхинской площади в этот период составляет 3,0 — 5,4 МПа.

Из этих данных видно, что на начальном этапе газ имел высокие давления, необходимости в использовании ДКС не было, следовательно, разработка была бескомпрессорной.

В настоящий момент давления значительно снизились, степень снижения давления приблизительно равняется 12, на ДКС используется оборудование для компримирования газа, которое осуществляется в 3 ступени.

4.3. Стадии компримирования

Первая и вторая очереди

Для компримирования газа в КЦ-2 установлены 8 ГПА-Ц5-16С. Агрегат ГПА-Ц5-16С (с торцевыми газодинамическими уплотнениями) является блочно-контейнерной автоматизированной установкой с газотурбинным конвертированным судовым двигателем ДГ90Л2 номинальной мощностью 16 МВт, с центробежным нагнетателем дожимной модификации.

Технологическая схема КЦ-2 предполагает параллельную работу ГПА.

Изменение производительности компрессорного цеха осуществляется с помощью изменения оборотов нагнетателя, запуском или остановкой ГПА. Технологическая схема КЦ-2 универсальна и обеспечивает работу цеха в одну и в две ступени сжатия. Это достигается путем деления КЦ-2 на две части.

Технические характеристики ГПА-Ц5-16С/21(30)-3,0М1

(характеристики, указанные вне скобок, распространяются для ГПА КЦ-2.1, а в скобках - для ГПА КЦ-2.2):

Производительность — 8,3 млн. м³/сут.;

Давление начальное — 0,7 (1,0) МПа;

Давление конечное — 2,1 (3,0) МПа;

Отношение давлений, расчётное — 3;

Тип двигателя — Газотурбинный ДГ90Л2;

Номинальная мощность на муфте двигателя (в стационарных условиях) — 16,0 МВт;

Номинальная частота вращения ротора силовой турбины двигателя — 5200 об/мин;

КПД (в стационарных условиях) — 33,5%;

Тип компрессора — 295ГЦ2-800/7-21М1 (295ГЦ2-560/10-30).

					Расчётно-аналитическая часть	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Третья очередь

Компримирование газа на третьей очереди (в КЦ-1) осуществляется пятью газоперекачивающими агрегатами ГПА-Ц-16. Технологическая схема КЦ-1 позволяет осуществлять только параллельную работу ГПА. Необходимую степень повышения давления обеспечивает полнонапорный нагнетатели Ц16/76-2,2 со сменной проточной частью СПЧ-16/76-2,2. Изменение производительности компрессорного цеха осуществляется с помощью изменения оборотов нагнетателя, запуском или остановкой ГПА.

Технологическая схема обвязки КЦ-1 обеспечивает прием газа от КЦ-2, компримирование в агрегатах ГПА-Ц-16, охлаждение в аппаратах воздушного охлаждения 2АВГ75С, подачу газа на УКПГ.

Технические характеристики ГПА-Ц16/76-2,2:

Производительность — 12,7 млн. м³/сут.;

Давление начальное — 3,45 МПа;

Давление конечное — 7,6 МПа;

Отношение давлений, расчётное — 2,2;

Тип двигателя — Газотурбинный НК-16-18СТД;

Номинальная мощность на муфте двигателя (в стационарных условиях) — 16,0 МВт;

Номинальная частота вращения ротора силовой турбины двигателя — 5300 об/мин;

КПД (в стационарных условиях) — 29,4%.

4.4. Динамика изменения давления газа

Рассмотрим динамику изменения давления газа при входе в ГП-4.

Необходимо учесть, что ввод оборудования в технологическую схему производится заблаговременно, до достижения критических цифр. Делается

					Расчётно-аналитическая часть	Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

это для того, чтобы избежать нарушения режима работы всего промысла из-за недостатка рабочего давления сырья.

Давление природного газа при входе в ГП-4 на начальном этапе было равно приблизительно 10 МПа, необходимости в ДКС не было. Но с течением времени давление снижалось.

Для технологической подготовки газа на ГП-4 необходимо, чтобы газ имел давление, равное 4,7 – 5,6 МПа, поэтому в 2001 году в технологическую схему промысла была включена ДКС и введена первая очередь компримирования (КЦ-1), для оборудования которой входное давление равняется 3,45 МПа.

К 2004 году давление газа продолжало снижаться, газоперекачивающие агрегаты КЦ-1 рассчитаны на давление, большее того, которое было на входе в ГП, поэтому была введена новая очередь компримирования (КЦ-2), работа которой осуществляется перед работой КЦ-1. Для её оборудования входное давление равняется 1 МПа.

В 2012 году в связи с дальнейшим снижением давления газа было принято решение разделения КЦ-2 на 2 части (КЦ-2,1 и КЦ-2,2) путём ввода дополнительных ГПА с другими СПЧ. Входное давление оборудования КЦ-2,1 равняется 0,7 МПа, а КЦ-2,2 — 1 МПа.

По имеющимся данным и с помощью описанного выше способа аппроксимации построим график изменения давления газа на входе в ГП-4 для прогнозирования дальнейшего его изменения, а также поиска и предложения решений данной проблемы (рисунок 13).

					Расчётно-аналитическая часть	Лист
						56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

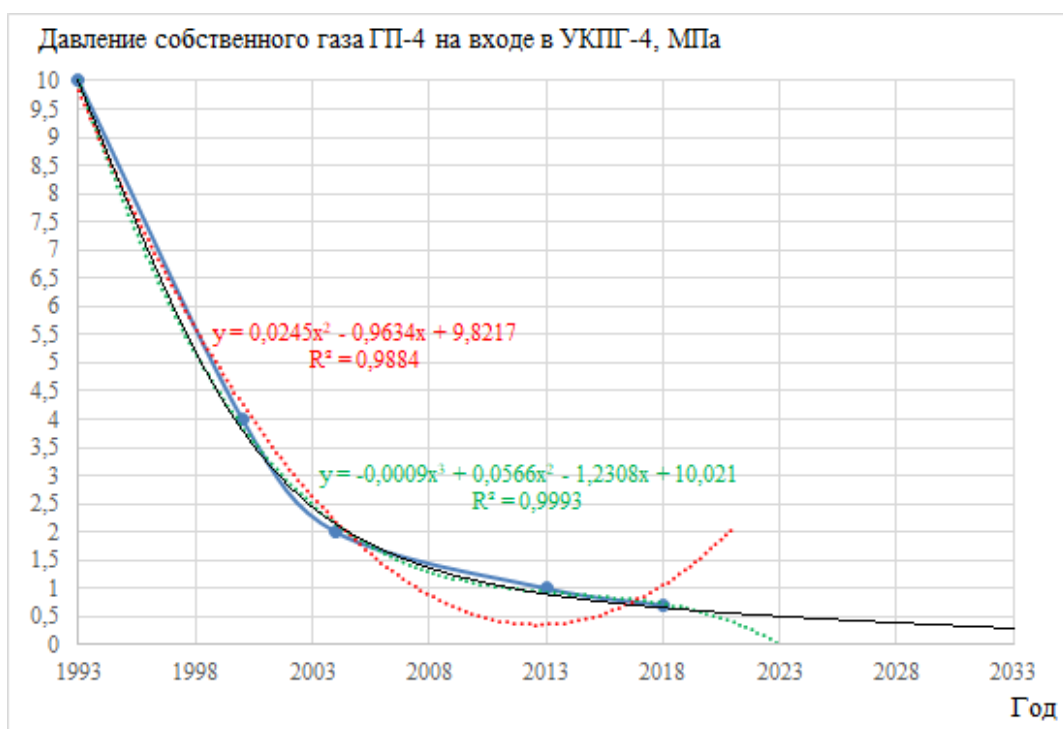


Рисунок 13 – Изменение давления собственного газа ГП-4 на входе в УКПГ-4

Наиболее подходящими функциями являются полиномиальные функции 2 (красная линия) и 3 степени (зелёная линия), так как величины достоверности их аппроксимаций R довольно высоки и равняются 0,9884 и 0,9993. Проводим результирующую (чёрная линия).

По рисунку 13 становится ясно, что входное давление стремительно падает, после 2033 году оно будет близким к нулю. Имеющегося на ДКС оборудования для перекачки газа в ближайшие пару лет станет недостаточно, ведь уже примерно к 2023 году давление газа на входе в ГП-4 будет равняться 0,5 МПа, тогда как 1 ступень компримирования рассчитана на входное давление, равное 0,7 МПа.

Появляется необходимость в предложении методов повышения давления до уровня, необходимого для комплексной подготовки газа.

4.5. Методы повышения производительности ДКС

Рассмотрим несколько методов повышения производительности исходной дожимной компрессорной станции, которые будут наиболее подходящими и жизнеспособными с учётом имеющихся данных и сложившейся ситуации на технологическом объекте.

4.5.1. Включение в технологическую схему новой очереди компримирования

Из представленных выше графиков становится ясно, что давление собственного газа ГП-4 стремительно снижается. Газоперекачивающие агрегаты, используемые в настоящее время, в ближайшее время не смогут справляться с нагнетанием давления газа, потому что они имеют большие входные давления.

Для урегулирования технологического режима в технологическую схему ДКС необходимо включить новую очередь сжатия газа, которая будет располагаться перед первой очередью и иметь меньшее входное давление. Произведём подбор газоперекачивающего оборудования.

Технические характеристики ГПА-Ц-6,3А/14-2,3:

Производительность — 3,3 млн. м³/сут.;

Давление начальное — 0,6 МПа;

Давление конечное — 1,4 МПа;

Отношение давлений, расчётное — 2,3;

Тип двигателя — Газотурбинный Д-336-2Т;

Номинальная мощность на муфте двигателя (в стационарных условиях) — 6,3 МВт;

Номинальная частота вращения ротора силовой турбины двигателя — 8200 об/мин;

КПД (в стационарных условиях) — 30%;

Тип компрессора — 224ГЦ2-375/6-14А.

Начальное давления ГПА равняется 0,6 МПа, что ненамного меньше (на 0,1 МПа) входного давления нынешнего оборудования, поэтому

					Расчётно-аналитическая часть	Лист
						58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

включение его в технологическую схему до 1 ступени не имеет смысла. Вследствие этого возникает необходимость выбора компрессорного оборудования с меньшим начальным давлением. Таким оборудованием являются турбокомпрессорные агрегаты. Рассмотрим наиболее подходящий по характеристикам турбокомпрессорный агрегат.

Технические характеристики ТКА-Ц-8/0,6-5,6М1:

Производительность — 1,3 млн. м³/сут.;

Давление начальное — 0,16 МПа;

Давление конечное — 0,65 МПа;

Отношение давлений, расчётное — 5,6;

Тип двигателя — Газотурбинный АИ 336-2-8;

Номинальная мощность на муфте двигателя (в стационарных условиях) — 8 МВт;

Номинальная частота вращения ротора силовой турбины двигателя — 8200 об/мин;

КПД (в стационарных условиях) — 30,8%;

Тип компрессора — 252ГЦ1-630/1,6-3,8М1236 и 252ГЦ1-360/2,8-6,7М123.

Установленные до нынешней 1 ступени компримирования агрегаты ТКА-Ц-8/0,6-5,6М1 обеспечат добычу и подготовку газа вплоть до входного давления, равного 0,16 МПа, которое будет наблюдаться приблизительно к 2033 году и позже (рисунок 13).

					Расчётно-аналитическая часть	Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4.5.2. Замена имеющегося на ДКС оборудования на новое

Помимо варианта с включением новой ступени сжатия, существует вариант с заменой компрессорного оборудования, работающего на ДКС, на новое с учётом изменения входного давления. Произведём подбор подходящего газоперекачивающего оборудования.

Технические характеристики ГПА-Ц-6,3А/14-2,3:

Производительность — 3,3 млн. м³/сут.;

Давление начальное — 0,6 МПа;

Давление конечное — 1,4 МПа;

Отношение давлений, расчётное — 2,3;

Тип двигателя — Газотурбинный Д-336-2Т;

Номинальная мощность на муфте двигателя (в стационарных условиях) — 6,3 МВт;

Номинальная частота вращения ротора силовой турбины двигателя — 8200 об/мин;

КПД (в стационарных условиях) — 30%;

Тип компрессора — 224ГЦ2-375/6-14А.

Начальное давления данного ГПА равняется 0,6 МПа, что мало отличается (на 0,1 МПа) от начального давления ГПА-Ц5-16С/21-3,0М1, работающего в данный момент на 1 ступени компримирования, и поможет решить проблему лишь на небольшой промежуток времени, который, судя по рисунку 13, приблизительно равен 1-2 годам. Поэтому данная замена является нерентабельной вследствие экономических затрат. Рассмотрим турбокомпрессорные агрегаты с наиболее подходящими для замены характеристиками.

Технические характеристики ТКА-Ц-12П/0,2-4,7М1:

Производительность — 1,43 млн. м³/сут.;

Давление начальное — 0,2 МПа;

Давление конечное — 4,7 МПа;

Отношение давлений, расчётное — 23,78;

					Расчётно-аналитическая часть	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Тип двигателя — ГТУ-12П с двигателем ПС-90ГП-1;

Номинальная мощность на муфте двигателя (в стационарных условиях) — 12,0 МВт;

Номинальная частота вращения ротора силовой турбины двигателя — 6500 об/мин;

КПД (в стационарных условиях) — 34%;

Тип компрессора — Д245ГЦ2-148/7,3-47,5М1245 и 252ГЦ1-540/2-9М126.

Технические характеристики ТКА-Ц-16/0,3-5,6М1:

Производительность — 2,28 млн. м³/сут.;

Давление начальное — 0,3 МПа;

Давление конечное — 5,6 МПа;

Отношение давлений, расчётное — 18,67;

Тип двигателя — Газотурбинный НК-16-18СТД;

Номинальная мощность на муфте двигателя (в стационарных условиях) — 18 МВт;

Номинальная частота вращения ротора силовой турбины двигателя — 5300 об/мин;

КПД (в стационарных условиях) — 29,4%;

Тип компрессора — 252ГЦ1-600/3-7,5М126, 223ГЦ1-260/7-17,5М126 и 225ГЦ2-105/17-56М12.

Технические характеристики ТКА-Ц-12/0,4-6,1М1:

Производительность — 1,8 млн. м³/сут.;

Давление начальное — 0,4 МПа;

Давление конечное — 6,1 МПа;

Отношение давлений, расчётное — 15,21;

					Расчётно-аналитическая часть	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Тип двигателя — Газотурбинный НК-16СТД;

Номинальная мощность на муфте двигателя (в стационарных условиях) — 16,0 МВт;

Номинальная частота вращения ротора силовой турбины двигателя — 5300 об/мин;

КПД (в стационарных условиях) — 29,4%;

Тип компрессора — 185ГЦ2-78/17-62М14 и 193ГЦ1-330/4-17М126.

Данными агрегатами можно заменить первые две ступени компримирования, поскольку они имеют большие степени повышения давления. Также это позволит продлить эксплуатацию ДКС для ТКА-Ц-12П/0,2-4,7М1 — приблизительно до 2031 года, для ТКА-Ц-16/0,3-5,6М1 — до 2029 года, а для ТКА-Ц-12/0,4-6,1М1 — до 2027 года, так как именно в это время давление газа на входе в УКПГ-4 достигнет уровня начального давления данных агрегатов соответственно (рисунок 13).

4.5.3. Расчёт необходимого количества оборудования

По имеющимся характеристикам выбранного оборудования и данным суточной производительности ДКС рассчитаем необходимое количество агрегатов того или иного вида для технологической подготовки собственного газа ГП-4. Так как характеристики ГПА-Ц-6,3А/14-2,3 слабо отличаются от характеристик нынешнего ГПА на 1 ступени компримирования, нет смысла рассчитывать необходимое количество этих агрегатов. Рассмотрим турбокомпрессорные агрегаты.

Включение новой очереди компримирования с помощью ТКА-Ц-8/0,6-5,6М1:

Воспользуемся формулой расчёта количества агрегатов:

$$n = \frac{Q_{\text{ДКС}}}{Q_{\text{агр}}},$$

где:

					Расчётно-аналитическая часть	Лист
						62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$Q_{ДКС}$ – производительность ДКС;

$Q_{агр}$ – производительность нагнетателя;

n – необходимое количество агрегатов.

В 2018 году производительность ДКС равнялась 16 млрд. м³/год, причём отдача собственного газа ГП-4, для которого необходимо установить новую ступень компримирования, равна 8 млрд. м³/год. Производительность ТКА-Ц-8/0,6-5,6М1 равна 1,3 млн. м³/сут. Подставим имеющиеся данные в формулу:

$$n = \frac{8 \cdot 10^3 \text{ млн. м}^3/\text{год}}{1,3 \text{ млн. м}^3/\text{сут.} \cdot 365} = 16,86 \approx 17 \text{ агрегатов}$$

Использование 17 параллельно работающих агрегатов ТКА-Ц-8/0,6-5,6М1 обеспечит необходимую производительность ДКС.

Аналогично рассчитаем необходимое количество остальных турбокомпрессорных агрегатов.

Замена оборудования первых двух ступеней компримирования на ТКА-Ц-12П/0,2-4,7М1:

$$n = \frac{8 \cdot 10^3 \text{ млн. м}^3/\text{год}}{1,43 \text{ млн. м}^3/\text{сут.} \cdot 365} = 15,32 \approx 16 \text{ агрегатов}$$

Замена оборудования первых двух ступеней компримирования на ТКА-Ц-16/0,3-5,6М1:

$$n = \frac{8 \cdot 10^3 \text{ млн. м}^3/\text{год}}{2,28 \text{ млн. м}^3/\text{сут.} \cdot 365} = 9,53 \approx 10 \text{ агрегатов}$$

Замена оборудования первых двух ступеней компримирования на ТКА-Ц-12/0,4-6,1М1:

$$n = \frac{8 \cdot 10^3 \text{ млн. м}^3/\text{год}}{1,8 \text{ млн. м}^3/\text{сут.} \cdot 365} = 12,18 \approx 13 \text{ агрегатов}$$

4.5.4. Выбор наиболее подходящего метода повышения производительности ДКС

Основываясь на приведённых технических характеристиках оборудования, характере изменения давления на входе в УКПГ-4, перспективах работы ДКС и экономической целесообразности, необходимо выбрать наиболее рациональный метод повышения производительности ДКС, для чего необходимо оценить каждый из предложенных методов.

1) Включение в схему дополнительной ступени компримирования с помощью агрегатов ТКА-Ц-8/0,6-5,6М1 позволит продлить срок подготовки собственного газа ГП-4 до 2033 года. Однако для этого необходимо приобрести 17 единиц оборудования, что требует больших затрат. Также такому большому количеству оборудования необходима большая площадь, на которой оно будет установлено.

2) Замена агрегатов 1 ступени компримирования на ГПА-Ц-6,3А/14-2,3 возможна, но имеет довольно мало смысла, так как это позволит повышать давление природного газа всего на 1-2 года дольше, чем при работе нынешних агрегатов первой ступени. Также это потребует траты средств не только на покупку и установку нового оборудования, но и на демонтаж старого.

3) Замена агрегатов первых двух ступеней компримирования на ТКА-Ц-12П/0,2-4,7М1, ТКА-Ц-16/0,3-5,6М1 или ТКА-Ц-12/0,4-6,1М1 позволит продлить сроки подготовки собственного газа ДКС до 2031, 2029 и 2027 года соответственно. Несмотря на то, что этот метод потребует траты средств не только на покупку и установку нового оборудования, но и на демонтаж старого, в этих случаях необходимое количество агрегатов меньше, чем в первом случае, следовательно, это будет требовать меньше средств. Также к плюсам этого метода можно отнести то, что оборудование, используемое уже несколько лет, будет заменено на новое.

					Расчётно-аналитическая часть	Лист
						64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Приведенные выше оценки каждого из методов и расчёт необходимого количества оборудования позволяют сделать вывод, что наиболее рациональным методом повышения производительности исходной ДКС является замена агрегатов первых двух ступеней компримирования на ТКА-Ц-16/0,3-5,6М1, поскольку:

1. этот метод позволит повышать давление собственного газа ГП-4 до 2027 года, что является одним из наибольших сроков среди предложенных методов;

2. этот метод является наименее затратным, так как, несмотря на имеющуюся необходимость в демонтаже нынешнего оборудования, он требует приобретение наименьшего количества агрегатов;

3. этот метод не повлияет на подключение Анеряхинской площади и перспективного Парусового месторождения, поскольку его применение не исключает оборудования, используемого в настоящий момент, потому что Анеряхинская площадь ввиду большего давления подключена сразу к 3 ступени компримирования, а заменяются только первые две.

					Расчётно-аналитическая часть	Лист
						65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Глава 5. Социальная ответственность

Выпускная квалификационная работа посвящена исследованию методов повышения производительности дожимной компрессорной станции, которая используется для компримирования газа. В связи с этим данный раздел ВКР посвящен анализу возможных опасных и вредных факторов при работе с ГПА.

В качестве персонала рассматривается машинист технологических компрессоров. Рабочим местом машиниста является машинный зал газоперекачивающего агрегата.

В обязанности машиниста входит обслуживание щитов управления агрегатного уровня, отдельных технологических компрессоров. Запуск и остановка газоперекачивающих агрегатов, регулирование технологического режима их работы, контроль за работой технологического оборудования, ремонт компрессоров и их приводов, узлов газовых коммуникаций, аппаратов и вспомогательного оборудования цехов, выявление и устранение неисправностей в работе газоперекачивающих агрегатов, ведение ремонтных журналов.

Основной целью раздела является рассмотрение оптимальных норм для улучшения условий труда, обеспечения производственной безопасности человека, повышения его производительности, сохранения работоспособности в процессе деятельности, а также охраны окружающей среды

					Методы повышения производительности дожимной компрессорной станции газового промысла №4 на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Аккуратов И.Е.				Социальная ответственность	Лит.	Лист
Руковод.	Верёвкин А.В.						66
Консульт.							106
Рук-ль ООП	Брусник О.В.					ТПУ гр. 2Б5А	

5.1. Опасные и вредные производственные факторы

В соответствии с ГОСТ 12.0.003-74 могут быть выделены следующие опасные и вредные факторы производственной среды на ДКС при работе с центробежным компрессором:

- природный газ, как вещество, образующее в смеси с воздухом взрывоопасную смесь;
- природный газ, как удушающее вещество;
- высокие температуры и давление рабочего тела, масла, газа при работе оборудования;
- шум и вибрация;
- наличие электроустановок;
- наличие вращающихся и грузоподъемных механизмов;

Воздействие на окружающую среду оказывает выхлопной газ, а также природный газ при негерметичности оборудования, трубопроводов, в аварийных ситуациях может выделяться в пространство рабочих помещений, в воздух рабочей зоны на наружных установках, создавая при этом пожарную и взрывную опасность.

					Социальная ответственность	Лист
						67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 2 – Опасные и вредные факторы. Нормативная документация

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов	+	+	+	ГОСТ 12.1.044-89 ССБТ
2. Превышение уровня шума		+	+	ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования.
3. Сильнодействующие ядовитые вещества	+	+	+	ГОСТ 12.1.007-76
4. Безопасность машин	+	+	+	ГОСТ Р 51342-99
5. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может пройти через человека			+	ГОСТ Р 54149- 2010

5.2. Анализ выявленных вредных факторов производственной среды

Клапан осевого типа фирмы «Mokveld» обеспечивает полную герметичность, следовательно, утечки газа возможны через фланцевые соединения, участки трубопроводов. Особенностью природного газа, такого как метан, является отсутствие цвета и запаха. Для обнаружения утечки необходимо производить одорирование – добавление специальных веществ со специфическим «запахом газа». Предусмотрен периодический контроль качества воздуха на рабочих площадках с отбором проб и их анализом в испытательной лаборатории месторождения.

В зависимости от длительного и интенсивного воздействия шума происходит снижение чувствительности органов слуха, которое выражается временным смещением порога слышимости, исчезающим после прекращения воздействия шума. При большой интенсивности и длительности шума происходят такие необратимые потери слуха, как тугоухость, которая характеризуется постоянной изменой порога слышимости.

Повышенный шум влияет на нервную и сердечно-сосудистую системы, репродуктивную функцию человека, вызывает нарушение сна, раздражение, агрессивность, утомление, способствует психическим заболеваниям.

Также шум влияет на производительность труда. Увеличение уровня шума на 1–2 дБ приводит к снижению производительности труда на 1%.

Пагубное воздействие оказывает даже шум, не ощущаемый ухом человека (находящийся за пределами чувствительности его слухового аппарата): инфразвуки, к примеру, вызывают чувство тревоги, боли в ушах и позвоночнике, а при длительном воздействии сказываются на нарушении периферического кровообращения.

Октавные уровни звукового давления в соответствии с дополнением 4 к СНиП 1.02.01-85 и на рабочих площадках не должны превышать 80 дБ. Однако при работе уровень шума на ДКС может достигать 120 дБ.

					Социальная ответственность	Лист
						69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для снижения вредного воздействия шума на организм человека необходимо применение коллективных и индивидуальных средств защиты.

Для локализации источников шума установки предусмотрено расположение оборудования на отдельных технологических площадках.

Согласно ГОСТ 12.1.029-80 внутреннюю часть стен блока, где находится ГПА, следует покрыть шумопоглощающей изоляцией. Также возможно применение звукоизолирующего кожуха непосредственно для компрессора ГПА. В качестве средств индивидуальной защиты согласно ГОСТ 12.1.029-80 у персонала должны быть противошумные наушники, закрывающие ушную раковину снаружи, либо противошумные вкладыши, перекрывающие наружный слуховой проход и прилегающие к нему.

Воздействие вибрации на организм человека может привести к появлению вибрационной болезни, которая проявляется в нарушении работы сердечно-сосудистой и нервной систем, в поражении мышечных тканей и суставов, нарушении функций опорно-двигательного аппарата.

Воздействие локальной вибрации на организм человека приводит к головным болям, тошноте; оказывает воздействие на процесс кровообращения и нервные окончания. По ГОСТ 26568-85 к коллективным средствам защиты от вибрации относятся активные средства виброзащиты. К индивидуальным средствам защиты от вибрации относятся специальные вибродемпфирующие перчатки, рукавицы, нагрудники, специальные костюмы, обувь.

5.3. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды

На дожимной компрессорной станции основным рабочим органом является привод и компрессор. На данных агрегатах имеются вращающиеся механизмы. Размещение оборудования, расположение рабочих мест, ширина проездов и проходов предусмотрены в соответствии с нормами технологического проектирования (СН 433-71, ВНТП 01-81) и обеспечивают свободный доступ к оборудованию, безопасное ведение работ (ширина

					Социальная ответственность	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

проходов между технологическим оборудованием составляет не менее 0,5 метра). Также в качестве средств защиты необходимо использовать защитные экраны, закрывающие непосредственно рабочие части агрегата по ГОСТ 12.2.062-81.

Причиной пожара может стать утечка газа, дизельного топлива, которые используются в качестве топлива в приводе. В качестве меры профилактики должны использоваться системы контроля загазованности. На компрессорной станции должна предусматриваться система пенного пожаротушения, состоящая из резервуара с водой, насосной станции, сети пенных трубопроводов. Также должен быть противопожарный трубопровод с установленными гидрантами. Обязательно наличие огнетушителей на территории компрессорной станции.

Маслосистема представляет собой совокупность трубопроводов, окутывающих компрессор. Контакт с системой при работающем агрегате может привести к ожогам различной степени, в зависимости от времени контакта и температуры. В качестве средства защиты необходимо использовать термостойкие перчатки.

Внедрение клапана осевого типа фирмы «Mokveld» требует установку дополнительных датчиков для контроля работы клапана и всей системы в целом. Потребление электроэнергии невелико, следовательно, установка дополнительной молниезащиты и защиты от статического электричества не требуется. Питающее напряжение, необходимое для работы датчиков, мало и в случае возникновения искр является недостаточным для возгорания маслосистемы. Таким образом, дополнительное электрооборудование не является возможной причиной пожара.

5.4. Охрана окружающей среды

5.4.1. Защита селитебной зоны

При строительстве дожимных компрессорных станций, в которых в качестве привода компрессоров используются газотурбинные установки, газопоршневые, дизельные двигатели, учитываются нормы санитарно-

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

защитной зоны согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03. Для снижения неблагоприятного воздействия на организм человека и на окружающую среду для станции данная зона составляет 500м. С целью уменьшения загрязнения атмосферного воздуха вредными веществами, выделяемыми приводами, размещение приводов осуществляется с учетом господствующего направления ветра, чтобы уменьшить попадание веществ, загрязняющих атмосферный воздух, на селитебную зону.

5.4.2. Воздействие на атмосферу

Приводом центробежного компрессора на ДКС является газотурбинная установка, использующая в качестве топлива природный газ, дизельное топливо. В общем случае продукты сгорания данного топлива могут содержать:

- продукты полного сгорания горючих компонентов топлива;
- компоненты неполного сгорания топлива.

Выхлопные газы с продуктами неполного сгорания загрязняют атмосферу. Частицы, содержащиеся в выхлопном газе, наносят вред здоровью человека, попадая в органы дыхания.

Для снижения концентрации вредных веществ выхлопных газов необходима более тщательная подготовка топливного газа для снижения содержания механических примесей, т.е. его дополнительное очищение.

Антипомпажный клапан обеспечивает газодинамическую устойчивость работы компрессора, не допуская явление помпажа. Это означает, что на единицу сожженного топлива приводом нагнетателя, он совершает большую полезную работу. Это приводит к снижению выброса вредных веществ в атмосферу.

5.4.3. Воздействие на гидросферу

Возможным воздействием является разлив смазочно-охлаждающих жидкостей, а также отработанного масла поршневого компрессора и

					Социальная ответственность	Лист
						72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

двигателя, в случае несоблюдения правил замены жидкостей и их транспортировки.

5.4.4. Воздействие на литосферу

Работа ГПА и его привода подразумевает осуществление регулярного технического обслуживания. Замена отработавших материалов и узлов приводит к образованию твердых отходов производства (металлолом, фторопласт, прочий бытовой и технический мусор). Для утилизации бытовых отходов применяются полигоны твердых бытовых отходов.

5.4.5. Решения по обеспечению экологической безопасности

При выполнении работ по наливу, сливу, зачистке транспортных средств и хранилищ следует соблюдать инструкции и правила техники безопасности, производственной санитарии и пожарной безопасности, разработанные для каждого предприятия с учетом специфики производства.

Работающие с нефтепродуктами должны быть обучены безопасности труда в соответствии с ГОСТ 12.0.004-90.

При работе с отработанными нефтепродуктами, являющимися легковоспламеняющимися и ядовитыми веществами, необходимо применять индивидуальные средства защиты по типовым отраслевым нормам.

Для предотвращения загрязнения окружающей среды нефтепродуктами, уменьшения пожарной опасности и улучшения условий труда рекомендуются установки герметичного налива и слива, стационарные шланговые устройства, системы автоматизации процессов сливно-наливных операций.

Режим слива и налива нефтепродуктов, конструкция и условия эксплуатации средств хранения и транспортирования должны удовлетворять требованиям электростатической искробезопасности по ГОСТ 12.1.018-93.

					Социальная ответственность	Лист
						73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Устройства полигонов твердых бытовых отходов должны организовываться в соответствии с СанПиНом 2.1.7.722-98.5.

5.5. Защита в чрезвычайных ситуациях

5.5.1. Перечень возможных ЧС на объекте

Возможные ЧС на объекте:

- аварийная остановка при превышении частоты вращения;
- нарушение рабочего режима маслосистем;
- аварийная остановка при превышении уровня вибрации;
- аварийная остановка при превышении уровня шума;
- аварийная остановка при превышении допустимой температуры деталей компрессора;
- пожар при повреждении системы подачи топлива в привод.

5.5.2. Описание превентивных мер по предупреждению ЧС

Для предупреждения проявления данных чрезвычайных ситуаций необходимо соблюдать график технического обслуживания, текущего и капитального ремонта, для выполнения своевременной затяжки крепежных элементов, проверки работы деталей и механизмов, проверки и замены различных уплотнений, замены масла в маслосистеме, проверке работоспособности различных контрольных датчиков. Необходимо проверять знания и компетентность рабочего персонала, обслуживающего агрегаты на ДКС.

Основной причиной возникновения ЧС при работе компрессора ГПА является аварийная остановка при превышении допустимой температуры. В случае, когда антипомпажный клапан открыт, часть компримируемого газа направляется из нагнетательного трубопровода во всасывающий, а так как

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

газ при сжатии нагревается, то при перепуске этого газа нагреваются все элементы компрессора.

В качестве меры защиты от перегрева необходимо обеспечить минимальное время работы клапана в открытом положении, сохранив при этом устойчивость работы. Другой мерой защиты является установка промежуточного аппарата воздушного охлаждения (АВО) между клапаном и всасывающим трубопроводом, чтобы охладить перепускаемый газ.

5.6. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Дожимная компрессорная станция является объектом повышенной опасности для всего персонала. Она также является объектом, на котором установлено дорогостоящее оборудование, эксплуатировать которое должны специалисты предприятия, прошедшие обучение и имеющие допуск к работе оборудования, транспорта. Такие специалисты должны знать, как действовать в нештатных ситуациях и в случаях аварий. Правила безопасного ведения работ регламентируются ПБ 12-368-00 "Правила безопасности в газовом хозяйстве", который разработан в соответствии с "Положением о Федеральном горном и промышленном надзоре России" и учитывают требования Федерального закона "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" от 21.07.97 N 116-ФЗ, а также других действующих нормативных документов.

Допуск к работе имеют лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование в установленном порядке и не имеющие противопоказаний к выполнению данного вида работ, обученные безопасным методам и приемам работы, применению средств индивидуальной защиты, правилам и приемам оказания первой медицинской помощи пострадавшим и прошедшие проверку знаний в установленном порядке. Лица женского пола могут привлекаться к проведению отдельных газоопасных работ, предусмотренных технологическими регламентами и инструкциями и

					Социальная ответственность	Лист
						75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

допускаемых законодательством о труде женщин. К выполнению работ допускаются руководители, специалисты и рабочие, обученные и сдавшие экзамены на знание правил безопасности и техники безопасности, умеющие пользоваться средствами индивидуальной защиты и знающие способы оказания первой (доврачебной) помощи.

Первичное обучение рабочих безопасным методам и приемам труда руководителей и специалистов, лиц, ответственных за безопасную эксплуатацию газового хозяйства и ведение технического надзора, а также лиц, допускаемых к выполнению газоопасных работ, должно проводиться в организациях (учебных центрах), имеющих соответствующую лицензию. Действующая с 1 января 2014 г. редакция ТК РФ определяет, что работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, положены следующие гарантии и компенсации:

1) сокращенная продолжительность рабочего времени с возможностью выплаты денежной компенсации за работу в пределах общеустановленной 40-часовой рабочей недели (ст. 92 ТК РФ);

2) ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск работникам с возможностью выплаты компенсации за часть такого отпуска, превышающую минимальную продолжительность (ст. 117 ТК РФ);

3) повышенная оплата труда работников (ст. 147 ТК РФ).

Основным органом государственного надзора и контроля за состоянием охраны труда является Федеральная служба по труду и занятости. В ее структуру входят: Управление надзора и контроля за соблюдением законодательства о труде, территориальные органы по государственному надзору и контролю за соблюдением трудового законодательства и иных нормативных правовых актов, содержащих нормы трудового права, государственные инспекции труда субъектов Российской Федерации.

Вывод: в данном разделе проведен анализ вредных факторов таких как повышенный уровень шума, повышенный уровень вибрации. Выявлены

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

опасные факторы производства: повышенная температура маслосистемы, повышенные давления, пожаровзрывоопасность, наличие вращающихся механизмов.

Глава 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В данной выпускной квалификационной работе была рассмотрена тема проектирование дожимной компрессорной станции: ГПА (ГТУ и нагнетатель), фильтр-сепараторы, центробежные пылеуловители, АВО. Каждое оборудование было рассчитано и подобрано в соответствии с необходимыми требованиями для обеспечения нужной производительности. Учитывая большое количество оборудования, для данного раздела будет рассмотрено только одно, аппарат воздушного охлаждения (АВО).

6.1. Потенциальные потребители результатов исследования

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование.

Продукт: аппарат воздушного охлаждения.

Целевой рынок: предприятия нефтегазоперерабатывающей отрасли промышленности.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Аккуратов И.Е.				Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист
Руковод.	Верёвкин А.В.						77
Консульт.							106
Рук-ль ООП	Брусник О.В.					ТПУ гр. 2Б5А	

Таблица 3 – Сегментирование рынка услуг по подбору вспомогательного оборудования

		Вид исследования вспомогательного оборудования		
		Расчет и подбор аппарата воздушного охлаждения	3D модель и анализ работы аппарата воздушного охлаждения	Конструирование аппарата воздушного охлаждения
Размер компании	Крупные			
	Средние			
	Мелкие			

«Газпром ДЯ»

«Роснефть»

«Татнефть»

В различных исследованиях по подбору и расчёту аппаратов воздушного охлаждения, нуждаются в основном крупные компании, так как без этого оборудования невозможна работа дожимной компрессорной установки и компрессорной установки. Существует множество нюансов от которых зависит расчёт данного типа оборудования, например, в зависимости от климатических условий, аппараты воздушного охлаждения могут быть как одного типа, так и другого, а в условиях крайнего севера оборудование нужно обкладывать утеплителями, когда в более тёплым местах добычи этого делать не стоит.

6.2. Анализ конкурентных технических решений

Анализ конкурентноспособных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для её будущего.

Таблица 4 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкуренто-способность		
		Б _Ф	Б _{к1}	Б _к 2	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Срок службы	0,1	3	2	2	0,3	0,2	0,2
2. Ремонтопригодность	0,13	2	2	3	0,27	0,26	0,4
3. Надежность	0,1	4	5	3	0,4	0,4	0,4
4. Простота ремонта	0,12	2	4	2	0,34	0,47	0,24
5. Удобство в эксплуатации	0,11	3	3	2	0,25	0,31	0,43
6. Уровень шума	0,08	3	4	4	0,31	0,32	0,16
Экономические критерии оценки эффективности							
1.Конкурентоспособность продукта	0,08	2	4	3	0,06	0,13	0,08

2. Уровень проникновения на рынок	0,03	3	4	2	0,24	0,31	0,15
3. Цена	0,07	4	3	3	0,4	0,3	0,3
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,1	2	4	4	0,13	0,28	0,28
5. Послепродажное обслуживание	0,02	4	4	3	0,25	0,26	0,18
6. Наличие финансирования	0,06	4	2	3	0,08	0,04	0,06
Итого	1	39	38	34	2,95	3,2	3

БФ - Применение аппарата воздушного охлаждения с горизонтальным расположением теплообменника;

Бк1 - Применение аппарата воздушного охлаждения с вертикальным расположением теплообменника;

Бк2 - Применение другого вида аппарата воздушного охлаждения.

По таблице 9 видно, что наиболее эффективно использовать аппарат воздушного охлаждения с горизонтальным расположением теплообменника, так же он является наиболее конкурентоспособным к другим видам и обладает рядом преимуществ, главным из которых является то, что он способен выдавать большой КПД, при этом имея малые габаритные размеры, что важно на рынке.

$$k_1 = \frac{Б_{\Phi}}{Б_{к1}} = \frac{39}{38} = 1,02 \quad k_2 = \frac{Б_{к2}}{Б_{к1}} = \frac{34}{38} = 0,89$$

6.3. SWOT-анализ

SWOT-анализ представляет собой комплексный анализ инженерного проекта. Его применяют для того, чтобы перед организацией или менеджером проекта появилась отчетливая картина, состоящая из лучшей возможной информации и данных, а также сложилось понимание внешних сил, тенденций и подводных камней, в условиях которых научно-исследовательский проект будет реализовываться.

На первом этапе обычно описываются сильные и слабые стороны проекта, а также возможности и угрозы для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

В результате анализа были выделены следующие сильные стороны:

C1 - Использование оребренных труб вместо обычных;

C2 - Использование программного комплекса Компас и Solid Works;

C3 - Простота конструкции;

C4 - Отсутствие надобности переквалификации существующих кадров. Слабые стороны:

Сл1 - Сложные климатические условия;

Сл2 - Остановка всей установки в случае поломки;

Сл3 - Ошибки в расчетной части программного комплекса;

Сл4 - Отсутствие возможности проверки результатов исследований с подкреплением практических опытов.

Возможности:

B1 - Использование инфраструктуры ТПУ;

B2 - Сотрудничество с предприятиями изготовителями аппарата воздушного охлаждения;

B3 - Развитие технологий в данной отрасли;

B4 - Расширение каталогов продукции.

Угрозы:

У1 - Отсутствие спроса на данное исследование;

У2 - Уменьшение бюджета на разработку;

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

У3 - Введение дополнительных требований на сертификацию продукции;

У4 - Появление инноваций, из-за которых принцип действия будет устаревшим

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

Интерактивная матрица проекта представлена в таблице 10, таблице 11, таблице 12, таблице 13.

Таблица 5 – Интерактивная матрица возможностей и сильных сторон проекта

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4
	B1	-	+	-	0
	B2	-	-	+	+
	B3	-	0	0	-
	B4	-	0	+	-

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие возможности и сильные стороны проекта: B1C2, B2C3C4, B4C3.

Таблица 6 – Интерактивная матрица возможностей и слабых сторон проекта

Слабые стороны проекта					
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	B1	-	+	-	-
	B2	0	-	-	-
	B3	-	-	0	-
	B4	0	+	-	+

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие возможности и слабые стороны проекта: В1Сл2, В4Сл2, В4Сл4.

Таблица 7 – Интерактивная матрица угроз и сильных сторон проекта

Сильные стороны проекта					
Угрозы проекта		С1	С2	С3	С4
	У1	+	0	-	-
	У2	-	-	-	-
	У3	0	-	-	0

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие угрозы и сильные стороны проекта: У3С4.

Таблица 8 – Интерактивная матрица угроз и слабых сторон проекта

Слабые стороны проекта					
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	У1	+	+	-	
	У2	0	-	-	+
	У3	-	-	0	-

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие угрозы и сильные стороны проекта: У1Сл1Сл2, У2Сл4, У3Сл3.

Таблица 9 – Итоговая матрица SWOT-анализа

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>С1 - использование оребрѐнных труб вместо обычных;</p> <p>С2 - использование программного комплекса Компас;</p> <p>С3 - простота конструкции;</p> <p>С4 - отсутствие надобности переквалификации существующих кадров.</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>Сл1- сложные климатические условия;</p> <p>Сл2- остановка всей установки в случае поломки;</p> <p>Сл3- ошибки в расчетной части программного комплекса;</p> <p>Сл4-отсутствие возможности проверки результатов исследований с подкреплением практических опытов.</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1- использование инфраструктуры ТПУ;</p> <p>В2-сотрудничество с предприятиями изготовителями аппарата воздушного охлаждения;</p> <p>В3- развитие технологий в данной отрасли;</p> <p>В4- расширение каталогов продукции.</p>	<p>Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Сильные стороны и возможности»:</p> <p>В1С2 - для исследования проекта необходимы лаборатории ТПУ, допуск к которым имеет квалифицированный персонал.</p> <p>В2С3С4- сотрудничество с другими предприятиями позволит найти способ ещё большего упрощения конструкцию аппарата, что не будет требовать переквалификации</p>	<p>Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Слабые стороны и возможности»:</p> <p>В1Сл1- в случае отказа использования инфраструктуры ТПУ, могут возникнуть расчётные и экспериментальные ошибки, из-за которых произойдет остановка установки при незначительной поломке.</p> <p>В4Сл2Сл4- при расширении каталогов продукции могут возникнуть трудности с проверками расчётных</p>

	существующих кадров. В4С3 – использование большого разнообразия каталогов продукции влечёт за собой, отсутствие надобности переквалификации сотрудников.	результатов без подкрепления практических данных, что приведет к поломке и остановке аппарата.
Угрозы: У1- отсутствие спроса на данное исследование; У2-уменьшение бюджета на разработку; У3- введение дополнительных требований на сертификацию продукции; У4- появление инноваций, из-за которых принцип действия будет устаревшим.	Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Сильные стороны и угрозы»: У3С1 – из-за использования оребренных труб вместо обычных может возникнуть введение дополнительных требований на сертификацию продукции, что плохо отразится на производстве.	Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Слабые стороны и угрозы» У1Сл1Сл2 - возможно отсутствие спроса на данное исследование вследствие поломок оборудования из-за жестких климатических условий. У2Сл4- возможно уменьшение бюджета из-за отсутствия возможности проверки результатов исследований с подкреплением практических опытов.

Определение возможных альтернатив проведения научных исследований

Морфологический подход основан на систематическом исследовании всех теоретически возможных вариантов, вытекающих из закономерностей строения (морфологии) объекта исследования.

Реализация метода предусматривает следующие этапы.

Точная формулировка проблемы исследования: предложить новую эффективную конструкцию устройства.

Раскрытие всех важных морфологических характеристик объекта исследования.

Раскрытие возможных вариантов по каждой характеристике. В рамках этого этапа составляется морфологическая матрица.

Таблица 10 – Морфологическая матрица для аппарата воздушного охлаждения

	1	2	3	4
А. Расположение теплообменника	горизонтальное	вертикальное	зигзагообразное	другое
Б. Использования хладагента	воздушное	газовое	другое	
В. Тип установки	неподвижный	передвижной		
Г. Число вентиляторов	один	два	три	
Д. Тип компрессора для АВО	поршневой	пластинчатый	винтовой	
Е. Тип мотора	электрический	гидравлич.	механический	другой
Ж. Тип операций	охлаждающий	обдувающий	теплообмен.	план.
З. Число секций АВО	две	четыре	шесть	много

Выбор наиболее желательных функционально конкретных решений.

На этом этапе описываются возможные варианты решения поставленной проблемы с: А1Б1В2Г1Д2Е3Ж1З5И1; А2Б2В2Г3Д1Е2Ж2З2.

Планирование научно-исследовательских работ. Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей.

В данном разделе необходимо составить перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, провести распределение исполнителей по видам работ. Примерный порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 16.

Таблица 11 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Выбор направления исследований	Руководитель, дипломник
Выбор направления исследований	2	Календарное планирование работ по теме	Руководитель
	3	Подбор и изучение	Дипломник
	4	Составление и утверждение технического задания	Руководитель проекта
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Поиск необходимых параметров для построения	Дипломник
	6	Расчет и построение модели АВО	Дипломник

Обобщение и оценка результатов	7	Оценка результатов исследования	Руководитель, дипломник
Оформления отчета по исследовательской работе	8	Составление пояснительной записки	Руководитель, дипломник

Определение трудоемкости выполнения работ:

Трудовые затраты в большинстве случаях образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется следующая формула:

$$t_{ожі} = (3t_{min} + 2t_{max})/5,$$

где:

$t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

t_{min} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

t_{max} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65%.

$$T_p = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}$$

где:

T_p – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Разработка графика проведения научного исследования:

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта.

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} * k_{\text{кал}},$$

где:

T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = T_{\text{кал}} / (T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}),$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист 89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где:

$T_{\text{кал}} = 365$ – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}} = 55$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}} = 16$ – количество праздничных дней в году.

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 55 - 16} = 1,24$$

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе T_{ki} округляем до целого числа. Рассчитанные значения сведены в таблице 17.








Таблица 12 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях, T_{pi}	Длительность работ в календарных днях, T_{ki}
	t_{\min} , Чел дни	t_{\max} , Чел дни	тож, Чел дни			
Календарное планирование работ по теме	2	4	1,9	Руководитель Исполнитель проекта	3	3.69
Согласование материалов по теме	6	7	6,5	Руководитель	7	8.61
Составление и утверждение тех. задания	4	7	5,2	Руководитель	3	3.69
Подбор и изучение материалов по теме	11	16	13	Исполнитель проекта	11	13.53
Проведение теоретических расчетов и обоснование	7	19	11	Исполнитель проекта	9	11.07
Проектирование 3D модели аппарата воздушного охлаждения	4	11	7,7	Исполнитель проекта	8	9.7
Оценка результатов исследования	4	6	4,8	Руководитель, Исполнитель проекта	3	3.9
Составление пояснительно й записки	8	17	12,5	Руководитель, Исполнитель проекта	5	6.15

На основе таблицы 17 строим план график, представленный в таблице

18.

Таблица 13 – Календарный план график проведения НИР

№р	Вид работ	Испол- нители	Т _{кi} , кал. дни	Продолжительность выполнения работ											
				Фев.			Март			Апрель			Май		
				2	3		1	2	3	1	2	3	1	2	3
1	Календарное планирование работ по теме	Р	4												
2	Подбор и изучение материалов по теме	Д	17												
3	Согласование материалов по теме	Р	8												
4	Составление и утверждение тех. задания	Р, Д	4				 								
5	Проведение теоретических расчетов и обоснование	Д	14												
6	Проектирование 3D модели планетарного редуктора	Д	11												
7	Оценка результатов исследования	Р, Д	4,8						 						
8	Составление пояснительной записки	Р, Д	10						 						



- руководитель (Р)



- дипломник (Д)

Бюджет научно-технического исследования:

Затраты на специальное оборудование и материальные затраты отсутствуют, поскольку настоящее исследование не требует закупки оборудования, сырья, материалов, запасных частей. В моем научно-техническом исследовании изготовление опытного образца не производится, поэтому затраты на его производство отсутствуют.

Для проведения научного исследования нам необходим компьютер, с установленным на нём, нужным нам программным обеспечением.

Затраты на покупку компьютера:

$$З = dk + d_{\text{по}} = 27000 + 3000 = 30000 \text{ руб.} \quad (60)$$

где:

dk – стоимость компьютера;

$d_{\text{по}}$ – стоимость программного обеспечения.

Установка специальных программ для исследования и моделирования объекта производится бесплатно.

Таблица 14 – Смета затрат на реализацию проекта

Оборудование	Количество, шт.	Цена за шт., руб.
Компьютер	1	27000
Программное обеспечение	1	3000
Итого	-	30000

Основная заработная плата исполнителей темы:

В данную статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, а также рабочих опытных производств,

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется на основе трудоемкости выполняемых работ и действующей системы тарифных ставок и окладов. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 – 30 % от тарифа или оклада.

Таблица 15 – Расчет основной заработной платы

№	Наименование этапов	Исполнители по категориям	Трудоем. чел.-дн.	Заработная плата, приходящ. на одного чел.-дн., тыс. руб.	Всего заработная плата по тарифу (оклад ам), тыс. руб.
1	Составление и утверждение тех. задания	Руководитель	2,1	3.2	6.7
2	Выбор направления исследований	Руководитель	3,2	3.2	10.24
3	Подбор и изучение материалов по теме	Исполнитель проекта	11	1.7	18.7
4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Исполнитель проекта	3,1	4.9	15.19
5	Проведение теоретических расчетов и обоснование	Исполнитель проекта	10	1.7	17
6	Проектирование 3D модели	Исполнитель проекта	6.5	1.7	11.05
7	Оценка результатов исследования	Руководитель, Исполнитель проекта	7,8	3.2	9.05
8	Составление пояснительной записки	Руководитель, Исполнитель проекта	1,7	4.9	8.33

Итого:	67311
--------	-------

Настоящая статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением научно-технического исследования, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$З_{зп} = З_{осн} + З_{доп} ; \quad (61)$$

где:

$З_{осн}$ – основная заработная плата;

$З_{доп}$ – дополнительная заработная плата (12-20 % от $З_{осн}$).

Основная заработная плата ($З_{осн}$) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$З_{осн} = T_p * З_{дн}$$

где:

$З_{осн}$ – основная заработная плата одного работника;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником;

$З_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб., рассчитываемая по формуле:

$$З_{дн} = \frac{З_м * М}{F_d} = \frac{68510 * 10,4}{222} = 3209 \text{ руб.}$$

где:

$З_м$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя; при отпуске в 48 раб.дней $M = 10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб.дн.

Таблица 16 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Исполнитель проекта
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней:		
• выходные	54	54
• праздничные	27	27
Потери рабочего времени:		
• отпуск	48	72
• невыходы по болезни	14	14
Действительный годовой фонд рабочего времени	222	198

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{tc} * (1 + k_{пр} + k_d) * k_p = 68510 \text{ руб.},$$

где:

Z_{tc} – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от Z_{tc});

k_d – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 - 0,5;

k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Тарифная заработная плата Z_{tc} находится из произведения тарифной ставки работника 1-го разряда $T_d = 600$ руб. на тарифный коэффициент k_t и учитывается по единой для бюджетной организации тарифной сетке. Для предприятий, не относящихся к бюджетной сфере, тарифная заработная плата (оклад) рассчитывается по тарифной сетке, принятой на данном предприятии.

Таблица 17 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	З _{тс} , тыс. руб.	к _{пр}	к _д	к _р	З _м , тыс. руб.	З _{дн} , тыс. руб.	Т _р , раб. дн.	З _{осн} , тыс. руб.
Руководитель	31000	0,3	0,5	1,3	68510	3209	21	67389
Исполнитель проекта	14000	0	0	1,3	32760	1720	48	82560
Итого:								149949

Дополнительная заработная плата исполнителей темы:

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей, учитывают величину предусмотренных трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.). Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} = 0,13 \cdot 67389 = 8760 \text{ руб.};$$

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} = 0,13 \cdot 82560 = 10732 \text{ руб.},$$

где:

$k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления):

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}) = 0,271 \cdot (67389 + 8760) = 20636 \text{ руб.}$$

где:

$k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

В соответствии с Федеральным законом от 01.01.2017 гл.34 НК РФ размер страховых взносов равен 27,1%.

Таблица 18 – Отчисления во внебюджетные фонды

Таблица 10. Отчисления во внебюджетные фонды		
Исполнитель	Основная заработная плата, тыс. руб	Дополнительная заработная плата, тыс. руб
Исп. 1		
Руководитель	67389	8760
Исполнитель проекта	82560	10732
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,271	
Отчисления во внебюджетные фонды		
Руководитель	20636	
Исполнитель проекта	25282	

Накладные расходы:

Накладные расходы включают в себя другие затраты, не включенные в предыдущие статьи расходов. Они определяются по следующей формуле:

$$З_{нр} = k_{нр} \cdot З_{проч} = 0,16 \cdot (З_{осн} + З_{доп} + З_{внеб} + З) = 0,16 \cdot (149949 + 19492 + 45918 + 30000) = 39257 \text{ руб.}$$

где:

$k_{нр}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы равный 16%.

Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта:

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы (темы) является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Таблица 19 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.
1. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	149949
2. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	19492
3. Отчисления во внебюджетные фонды	45918
4. Материальные затраты	30000
5. Накладные расходы	39257
6. Бюджет затрат НТИ	284616

В данном разделе планирования научно-исследовательской работы была создана структура необходимой работы, проанализирована трудоёмкость выполняемых работ, построен план-график проведения работы, рассчитан необходимый бюджет для выполнения исследовательской работы, а также заработная плата исполнителям работ и отчисления во внебюджетные фонды, так и прочие расходы, составлен бюджет затрат на научно-исследовательскую работу.

6.4. Определение ресурсоэффективности проекта

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности. Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования.

Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{инт}} = \Phi_{\text{pi}} / \Phi_{\text{max}} = 290708 / 290708 = 1,$$

где:

Φ_{pi} – стоимость i-го варианта;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля).

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{\text{pi}} = \sum a_i * b_i,$$

где:

a_i – весовой коэффициент разработки;

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		99

b_i – балльная оценка разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Таблица 20 – Сравнительная оценка характеристик проекта

Критерии	Весовой коэф.	Две секции вентил.	Четыре секции вентил.	Много секций вентилятора
1. Безопасность	0,1	3	3	5
2. Удобство в эксплуатации	0,20	4	3	5
3. Срок службы	0,15	4	5	5
4. Ремонтопригодность	0,15	3	3	5
5. Надёжность	0,15	4	3	4
6. Материалоёмкость	0,25	3	4	4
Итого:	1	3,5	3,9	4,6

Рассчитываем показатель ресурсоэффективности:

$$I_p = 0,1 \cdot 5 + 0,20 \cdot 5 + 0,15 \cdot 5 + 0,15 \cdot 5 + 0,15 \cdot 4 + 0,25 \cdot 4 = 4,6;$$

$$I_p = 0,1 \cdot 3 + 0,20 \cdot 3 + 0,15 \cdot 5 + 0,15 \cdot 3 + 0,15 \cdot 3 + 0,25 \cdot 4 = 3,9;$$

$$I_p = 0,1 \cdot 3 + 0,20 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 + 0,15 \cdot 3 + 0,15 \cdot 4 + 0,25 \cdot 3 = 3,5.$$

Показатель ресурсоэффективности проекта имеет высокое значение, что говорит об эффективности использования технического проекта.

По расчетам видно следующее, что самый наибольший коэффициент интегральности является у многосекционного аппарата воздушного охлаждения.

Таким образом, многосекционный аппарат воздушного охлаждения остается эффективным и сохраняет конкурентоспособность.

В ходе выполнения данной части выпускной работы была доказана конкурентоспособность данного технического решения, был произведен SWOT- анализ. Также был посчитан бюджет НТИ равный 290708 рублей.

Заключение

В ходе выполнения бакалаврской работы был проведён анализ методов повышения производительности дожимной компрессорной станции с целью определения наиболее рационального для исходного газового промысла.

Для этого:

- была изучена научная литература и нормативно-техническая документация по выбранной теме;
- был проведён анализ назначения, устройства и характеристик дожимных компрессорных станций;
- был проведён анализ методов регулирования давления на ДКС до необходимого уровня;
- были вынесены рекомендации по выбору наиболее рационального и экономически выгодного метода повышения производительности ДКС с учётом прогнозируемого изменения параметров газа.

Дожимные компрессорные станции играют огромную роль в добыче, подготовке и транспортировке природного газа, поскольку регулирование их рабочих параметров позволяет минимизировать недостаток устьевого давления для транспортировки газа на узлы его подготовки и в магистральный газопровод.

В то же время необходимо отметить, что ДКС являются временной мерой, потому что дебит газа будет падать до тех пор, пока добыча газа не станет экономически нецелесообразной и невозможной даже при существующих методах нагнетания давления.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Аккуратов И.Е.			Методы повышения производительности дожимной станции газового промысла нефтегазоконденсатном месторождении	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Верёвкин А.В.				№4	101	106
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						
					ТПУ гр. 2Б5А			

Задача инженеров нефтегазового дела — разработать и внедрить новые методы увеличения производительности ДКС с наиболее возможной добычей газа и при этом наименьшими затратами.

Список литературы:

1. ГОСТ 27409-97. Нормирование шумовых характеристик стационарного оборудования.
2. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
3. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
4. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
5. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
6. ГОСТ 12.1.011-78 ССБТ. Смеси взрывоопасные. Классификация и методы испытаний.
7. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
8. ГОСТ 5542-87. Газы горючие природные для промышленного и коммунально- бытового назначения. Технические условия.
9. ГОСТ 15150-69. Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды.
10. ГОСТ 16350-82. Районирование и статистические параметры климатических факторов для технических целей.
11. ГОСТ 29328-92. Установки газотурбинные для привода турбогенераторов. Общие технические условия.

					Методы повышения производительности дожимной компрессорной станции газового промысла №4 на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.	Аккуратов И.Е.				Список литературы			Лит.	Лист	Листов	
Руковод.	Верёвкин А.В.									103	106
Консульт.								ТПУ гр. 2Б5А			
Рук-ль ООП	Брусник О.В.										

12. ГОСТ Р 51330.5-99. Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 4. Метод определения температуры самовоспламенения.

13. ГОСТ Р 51330.9-99. Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон.

14. ГОСТ Р 51330.11-99. Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 12. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам.

15. ГОСТ 17.2.1.03-84. Охрана природы. Атмосфера. Термины и определения контроля загрязнения.

16. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

17. ГОСТ Р 51364-99. Аппараты воздушного охлаждения, Общие технические условия.

18. РД 34.21.122-87. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений.

19. ОСТ 38.01163-78. Масло МС-8П авиационное. Технические условия.

20. ОСТ 51.40-93. Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам. Технические условия.

21. ПОТ РМ-016-2001. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок (с изменениями и дополнениями).

22. СНиП 21-01-97. Пожарная безопасность зданий и сооружений. М.: Госстрой России, 1997. – с. 12.

23. СНиП 2.01.02-85. Противопожарные нормы. СНиП 2.01.07-85. Нагрузки и воздействия.

24. СНиП 3.05.07-85. Системы автоматизации.

					Список литературы	Лист
						104
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

25. СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение.
26. СП 10.13130.2009. Системы противопожарной защиты внутренний противопожарный водопровод требования пожарной безопасности.
27. СП 12.13130.2009. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.
28. СН 433-71, ВНТП 01-81. Нормы технологического проектирования.
29. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки.
30. ГОСТ Р 51330.3-99. Заполнение или продувка оболочки под избыточным давлением р.
31. Компрессорные станции. Дожимная компрессорная станция [Электронный ресурс] // URL: http://intech-gmbh.ru/gas_booster_station/
32. Технологический регламент эксплуатации установки комплексной подготовки газа ГП-4 ЯНГКМ. С. 2-3
33. Дожимная компрессорная станция [Электронный ресурс] // URL: <http://stavropol-tr.gazprom.ru/press/proekt-azbuka-proizvodstva/dozhimnaya-kompressornaya-stantsiya/?mode=preview>
34. Методы повышения эффективности процесса добычи газа на средних по запасам месторождениях :На примере месторождений ООО "Ноябрьскгаздобыча" [Электронный ресурс] // URL: <http://www.dissercat.com/content/metody-povysheniya-effektivnosti-protsessadobychi-gaza-na-srednikh-po-zapasam-mestorozhdeni>
35. ПБ 03-581-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации стационарных компрессорных установок, воздухопроводов и газопроводов.
36. Дожимная компрессорная станция [Электронный ресурс] // URL: <http://gassystems.ru/produkt/sjatie-gazov/dozhimnaya-kompressornaya-stantsiya/>

37. ДКС. ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ [Электронный ресурс] // URL: <http://ccpowerplant.ru/dks-texnicheskie-trebovaniya/>

38. Дожимная компрессорная станция [Электронный ресурс] // URL: <http://www.ngpedia.ru/id477905p1.html>

					Список литературы	Лист
						106
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		